

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组甜点 页岩油微观赋存特征及成因机制



Pre-pub. on line: www.
geojournals.cn/georev

刘金^{1,2)}, 王剑^{1,2)}, 张晓刚²⁾, 尚玲²⁾, 王桂君²⁾, 艾尼·阿不都热依木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

内容提要: 准噶尔盆地吉木萨尔页岩油是中国典型的陆相页岩油。通过场发射扫描电镜、激光共聚焦、纳米CT、核磁共振等实验技术联合对微纳米孔隙中页岩油赋存特征进行研究, 结果表明甜点储层具有纳米—亚微米—微米全尺度含油特征。在微纳米尺度, 油、水赋存特征表现为重质组分油附着于2~5 μm 以上孔隙的孔壁及充填于2~5 μm 以下的孔隙中, 中质组分油赋存于2~5 μm 以上孔隙的中央, 孔隙水含量较少, 呈孤立状赋存于2~5 μm 以上孔隙的中央, 并被中质组分油包裹。页岩油在微纳米孔隙中的赋存不仅受生烃超压充注控制, 还受吸附作用及多期次成藏影响。孔隙表面润湿性由亲水润湿反转为亲油润湿是烃类发生吸附的主要原因, 多期次成藏造成微纳米孔隙中油质差异及高的含油饱和度。早期生烃超压充注进储层的重质组分油在孔隙表面亲油润湿下吸附于孔隙表面, 随着吸附层变厚, 纳米级孔隙逐渐被充满, 孔隙水被驱替到较大的孔隙中间; 后期成熟的中质组分油以此方式进一步充注和调整。研究认为埋深较大的凹陷西部是有利勘探方向。微纳米孔隙中的重质组分油是未来页岩油提高采收率的方向。吉木萨尔页岩油微观赋存特征及成因机制可能具有普遍性, 对于中国陆相页岩油的深入研究具有借鉴意义。

关键词: 微观赋存; 润湿性反转; 成因机制; 页岩油; 芦草沟组; 吉木萨尔凹陷; 准噶尔盆地

准噶尔盆地吉木萨尔页岩油自2011年发现以来, 经过10年持续攻关, 在甜点优选和评价、钻井、压裂改造方面取得了众多突破, 为页岩油的勘探和开发鉴定了坚实的基础(许冬进等, 2014; 支东明等, 2019; 王小军等, 2019a; 赖锦等, 2021), 目前正在建设首个国家级页岩油示范区。现今页岩油处于建设产能的关键阶段, 在此阶段面临的一个重要问题是如何提高页岩油的流动性和采出程度。要想解决这一问题, 地质上需要先解释清楚页岩油在微纳米孔隙中的赋存状态及成因机制, 才能给提高采收率研究指明清楚的攻关方向。

中国陆相页岩油研究和开发实践表明页岩油在层系内(源内)均会发生不同程度短距离的运移, 形成含油程度很高的“甜点体”(宁方兴等, 2015; 蒋启贵等, 2016; 杨智等, 2021), 现今规模开发主体以“甜点”为特点(邹才能等, 2015)。页岩油微观油水分布、成藏机理和成藏过程是当前油气地质领域研究的热点, 也是储层评价、产能预测及油藏开发方式深入研究的基础(王明磊等, 2015; 吴松涛等,

2020)。前人研究认为生烃超压是页岩油运移、充注的动力(郑民等, 2016, 2018)。甜点储层中处于充注下限以上的孔隙为油赋存, 充注下限以下的孔隙主要为水赋存, 具有“大孔含油, 小孔含水”赋存特征。但实验中发现充注下限以下的纳米级孔隙中依然含油, 具有“大孔、小孔均含油”特征。这种现象不能完全用生烃超压运聚机制解释清楚。由于页岩油储层孔隙和喉道主体为微纳米级, 成藏机理复杂, 成藏及聚集过程中吸附作用及表面润湿性的影响不可忽视(王斐等, 2010; 李俊乾等, 2019; 黎茂稳等, 2020)。通过精细表征微纳米尺度油、水在孔隙中赋存特征, 揭示和完善页岩油微观成藏机理, 以期对页岩油甜点的高效开发和提高采收率研究奠定基础。研究还对其他陆相湖盆页岩油的研究具有普遍参考价值。

1 地质概况

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷为早二叠世晚期天山海槽闭合形成的中二叠世前陆型箕状凹陷, 南、西、

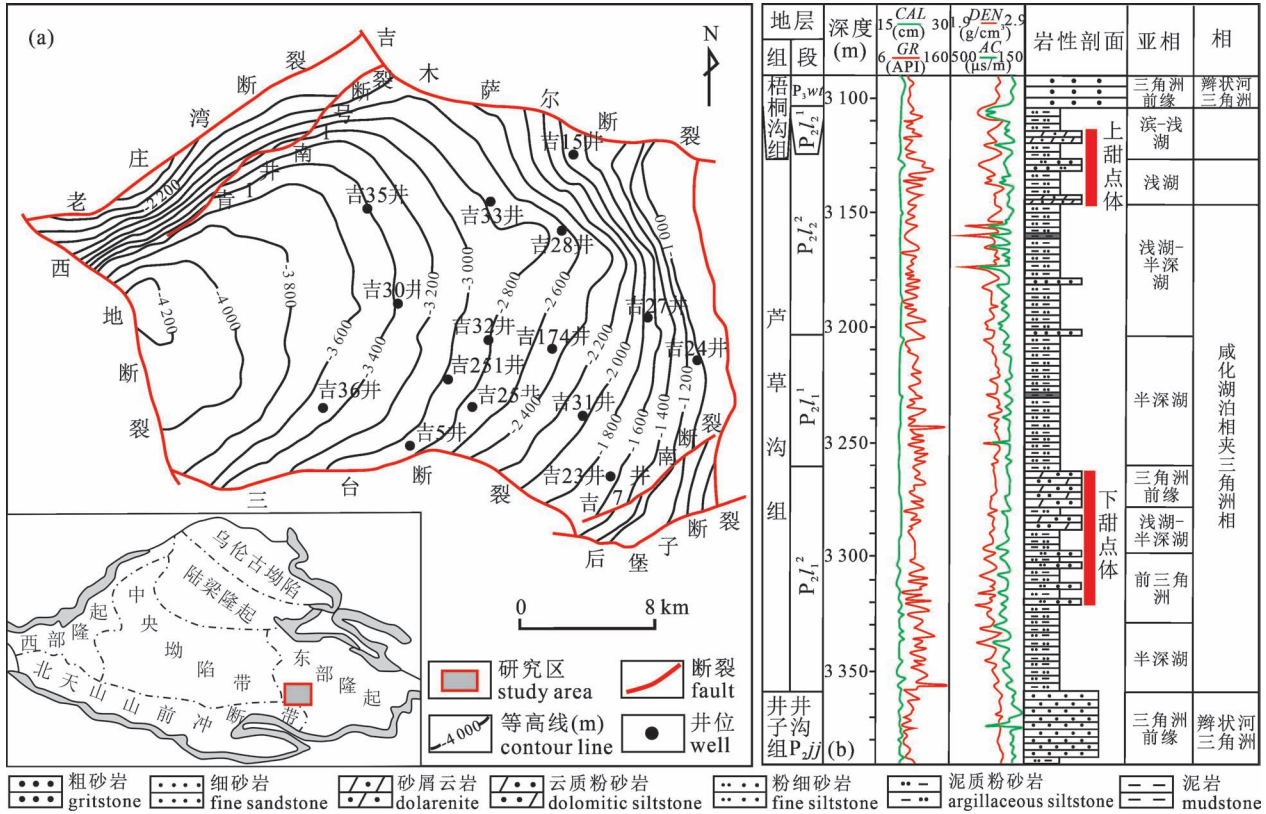


图 1 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组顶面构造图(a)和地层综合柱状图(b)
Fig. 1 Top surface structure map (a) and comprehensive stratigraphic histogram of the Lucaogou Formation (b)
in the Jimsar Sag, Junggar Basin

北以向凹陷的逆冲断裂为边界(图 1a)。二叠系芦草沟组形成于陆内裂谷背景下的咸化湖盆环境(彭雪峰等,2014),受火山喷发作用及热液活动的综合影响,发育一套咸化湖相细粒混合沉积(任江玲等,2013;张亚奇等,2017;曲长胜等,2017b;马克等,2017;李天军等,2021)(图 1b)。

芦草沟组烃源岩在全凹陷均有分布,具有厚度大、面积广的特点。生油母质类型主要为 I—II₁型,有机质丰度高,TOC 平均为 4.59%,生烃潜量(S_1+S_2)多大于 6.0 mg/g,属于好—最好的生油岩类型(曲长胜等,2017a)。芦草沟组地层自下而上分为上(P_2L_2)、下(P_2L_1)两段,发育上、下两个“甜点”体,甜点体均获得工业油流(王小军等,2019b)(图 1b)。储层矿物成分多样,主要有石英、长石、碳酸盐类矿物及黏土矿物(表 1),岩性多为过渡性岩类,纵向上岩层厚度薄、变化快,发育砂屑云岩、长石岩屑粉细砂岩、云屑砂岩、云质泥岩、云质粉砂岩、泥质粉砂岩及泥岩等(图 1b)。甜点岩性为砂屑云岩、长石岩屑粉细砂岩、云屑砂岩和云质粉砂岩。纵向

上生油岩和储层呈互层状,构成了复杂、高效的成藏体系,甜点含油性好。

2 甜点储层孔隙特征

页岩油储层储集空间具有多成因、多尺度孔隙耦合共存的特点(许琳等,2019)。根据岩石薄片、铸体薄片与扫描电镜研究结果,储层孔隙以粒间溶孔、粒内溶孔和晶间孔为主(图 2a),发生溶蚀的组分主要为碱性长石和凝灰质岩屑。干酪根脱羧作用生成大量有机酸、碳酸等酸性流体是产生溶蚀的主要原因。芦草沟组甜点与优质烃源岩整体呈源生邻储型配置,溶蚀效率高,与溶蚀作用相关的孔隙占总孔隙的 80%以上(查明等,2017;闫林等,2017)。研究区晶间孔为自生矿物结晶而形成的次生孔隙,类型有白云石晶间孔、钠长石晶间孔、石英晶间孔和黏土矿物晶间孔(图 2b、d)。

芦草沟组甜点储层孔隙度在 8.0%~23.1%,渗透率在 $0.012\times 10^{-3}\sim 1.830\times 10^{-3}\mu m^2$,溶蚀孔隙含量越高,孔隙发育越好(表 1)。储层整体为中—低

表 1 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组储层矿物组成及物性特征

Table 1 Mineral composition and physical properties of the Lucaogou Formation reservoir in Jimusar Sag, Junggar Basin

井号	层位	样品深度(m)	岩性	含油级别	黏土矿物(%)	石英(%)	钾长石(%)	斜长石(%)	方解石(%)	白云石(%)	铁白云石(%)	黄铁矿(%)	孔隙度(%)	渗透率($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)
J10025	P ₂ L ₂	3526.82	砂屑云岩	油浸	6.00	16.00	/	23.00	/	54.50	/	0.50	18.80	0.256
J10025	P ₂ L ₂	3533.18	云屑砂岩	富含油	4.00	20.00	/	34.00	/	35.00	7	/	14.50	0.102
J10025	P ₂ L ₂	3552.10	云屑砂岩	富含油	8.00	18.00	/	34.00	/	32.00	8	/	7.10	0.912
J10025	P ₂ L ₂	3555.08	云质粉砂岩	富含油	3.00	13.00	22.00	32.00	4.00	/	26.00	/	20.20	1.830
J10025	P ₂ L ₂	3555.69	长石岩屑粉细砂岩	富含油	3.00	25.00	12.00	45.00	/	/	15.00	/	14.10	0.066
J10025	P ₂ L ₂	3556.53	云质粉砂岩	油浸	2.00	24.00	11.00	35.00	/	/	28.00	/	9.10	0.014
J10025	P ₂ L ₂	3557.51	云屑砂岩	油浸	4.00	23.00	8.00	26.00	/	30.00	7.00	2.00	7.20	0.012
J10025	P ₂ L ₂	3559.77	长石岩屑粉细砂岩	油浸	8.00	29.00	17.00	30.00	/	/	4.00	12.00	17.20	0.012
J10025	P ₂ L ₁	3657.30	云质粉砂岩	油浸	5.00	19.00	13.00	31.00	5.00	/	18.00	9.00	12.20	0.031
J10025	P ₂ L ₁	3722.23	云质粉砂岩	油浸	5.00	12.00	19.00	22.00	/	/	35.00	7.00	13.20	0.023
吉 43	P ₂ L ₁	2924.45	含云质粉砂岩	油浸	2.49	21.30	21.77	29.14	7.85	/	13.45	4.00	9.70	0.588
吉 43	P ₂ L ₁	2951.74	云质粉砂岩	油迹	1.25	20.91	12.78	36.02	/	/	15.10	13.94	18.40	0.154
吉 41	P ₂ L ₁	4066.23	云质粉砂岩	油浸	0.27	17.16	15.01	39.68	/	/	27.88	/	11.80	0.040
吉 41	P ₂ L ₁	4073.61	云质粉砂岩	油浸	0.41	17.82	/	60.90	/	/	18.87	2.00	16.20	0.749
吉 41	P ₂ L ₁	4074.40	含云质粉细砂岩	油浸	0.50	17.12	18.19	49.42	/	/	11.77	3.00	8.10	0.039
吉 41	P ₂ L ₁	4082.74	云质粉砂岩	油浸	0.98	18.10	15.97	48.98	/	/	15.97	/	14.40	0.088
吉 179	P ₂ L ₁	3334.52	云质粉砂岩	富含油	2.00	20.00	15.00	42.00	/	/	18.00	3.00	16.30	0.194
吉 179	P ₂ L ₁	3335.06	含云质粉砂岩	富含油	2.00	24.00	13.00	45.00	/	/	13.00	3.00	23.10	1.810
吉 174	P ₂ L ₂	3122.58	砂屑云岩	油迹	3.15	20.68	/	17.41	/	58.76	/	/	15.10	0.113
吉 174	P ₂ L ₂	3121.38	砂屑云岩	油迹	/	8.20	0.60	11.10	/	80.10	/	/	16.20	0.098
吉 174	P ₂ L ₁	3265.56	砂屑云岩	油迹	0.85	13.36	1.50	16.97	/	67.32	/	/	15.50	0.130

孔、低渗—特低渗类型,具有孔—渗相关性差,孔隙结构复杂和非均质强特征。孔隙尺度以微米级和纳米级为主,毫米级较少(靳军等,2018)。从核磁共振分析的孔隙分布上看,储层整体以微米孔隙为主,分布尺度较宽。以云质粉砂岩为例,孔隙半径主体集中在1.0~10 μm(图3)。1.0~10 μm级孔隙主要为粒间溶孔、粒内溶孔与晶间孔,粒内溶孔被充填的蜂巢状伊/蒙混层矿物和钠长石晶体进行分割形成晶间孔。纳米级孔隙主要为纳米级晶间孔和晶间缝(王茂桢等,2015)(图2c)。

3 页岩油微观赋存特征

吉木萨尔页岩油甜点储层含油性较好,岩心含油级别主体在油浸—富含油级(邱振等,2016b)。含油饱和度70%以上者占比54.6%,其中部分样品可达到90%以上(图3)。含水饱和度在7.9%~43.0%,主体集中在10.0%~20.0%,占比52.4%,含水饱和度整体低。

场发射扫描电镜、激光共聚焦显微镜、纳米CT、核磁共振等实验手段对于页岩油的赋存表征各有优势,但也存在缺陷,如场发射扫描电镜分析需要抽较高的真空,真空和电子束的轰击会造成流体的挥发和散失,激光共聚焦不能识别孔隙水,纳米CT和核磁共振不能对油质轻重进行有效区分,以上问题均会对页岩油的赋存表征造成影响。通过发挥各实验方法的优势,进行联合表征是目前较为准确、可靠的页岩油赋存研究方法。

通过氩离子抛光处理,在场发射扫描电镜下观察,岩石中可观察到残留的重质组分油,在电子枪轰击加热情况下油膜膨胀变厚(靳军等,2018;许琳等,2019),重质组分油具有纳米孔—亚微米孔—微米孔全尺度分布特征。在同一种岩性,同一含油级别中,2~5 μm以下孔隙中油为充填状,2~5 μm以上孔隙中油以薄膜状赋存于孔隙表面或矿

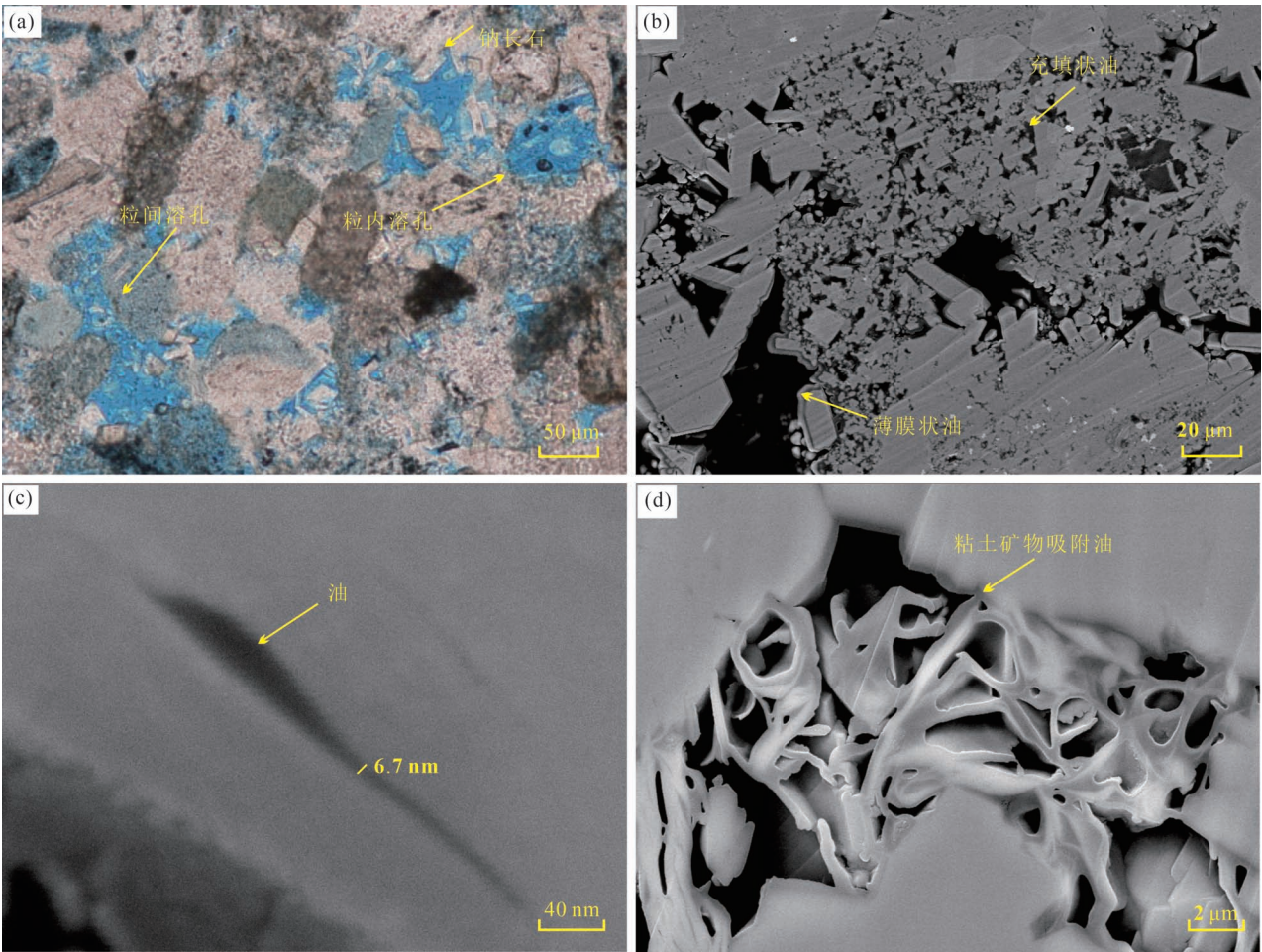


图 2 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组储层孔隙及含油性特征

Fig. 2 Reservoir pore and oil-bearing characteristics of the Lucaogou Formation in the Jimsar Sag, Junggar Basin

(a) 粒间溶孔与粒内溶孔,溶孔中有板条状钠长石充填,粉细砂岩,铸体(蓝色)薄片,J10016,3318.69 m;(b) 钠长石晶间孔,纳米—微米级孔隙均含油,重质组分油呈充填状和薄膜状赋存,氩离子抛光后场发射扫描电镜观察,J10025,3549.29 m;(c) 纳米级晶间缝中充填的重质组分油,氩离子抛光后场发射扫描电镜观察,J10022,3477.22 m;(d) 似蜂巢状伊/蒙混层矿物晶间孔,黏土矿物表面吸附有重质组分油,氩离子抛光后场发射扫描电镜观察,J10012,3313.99 m

(a) intergranular dissolved pores and intragranular dissolved pores, dissolved pores are filled with strip albite, fine siltstone, casting(blue) thin sections, the Well J10016, 3318.69 m; (b) albite intercrystalline pore, the nano-micron pores contain oil, and the heavy oil occurs in the form of filling and thin film, field emission scanning electron microscopy observation after argon ion polishing, the Well J10025, 3549.29 m; (c) heavy component oil filled in intercrystalline fractures in nanoscale, field emission scanning electron microscopy observation after argon ion polishing, the Well J10022, 3477.22 m; (d) intercrystalline pore of honeycomb-like mixed layer mineral, the surface of clay mineral adsorbed heavy component oil, field emission scanning electron microscopy observation after argon ion polishing, the Well J10012, 3313.99 m

物表面(图 2b)。

对于较大孔隙中散失的流体,采用密闭取芯样品进一步研究。应用激光共聚焦显微镜,在样品制备环节全程冷冻,采用 488 nm 固定波长激发样品,2~5 μm 以上孔隙的孔壁及 2~5 μm 以下孔隙中为重质组分油,孔隙中间为中质组分油(图 4a)。密闭取芯样品饱和氯化锰溶液前后核磁共振 T_2 谱变化显示 2~5 μm 以上孔隙中存在有水(图 5)。核磁共振分析完后的样品进行纳米 CT 分析,显示 2~5 μm

以下孔隙中主要为油,2~5 μm 以上孔隙的孔壁为油,孔隙中央为水(图 4b)。

吉木萨尔芦草沟组页岩油赋存具有以下特征:

- ①重质组分油主要附着于 2~5 μm 以上孔隙的孔壁及充填于 2~5 μm 以下孔隙中,随着含油饱和度的升高,重质组分油膜厚度变大,充填状比例提高;
- ②中质组分油主要赋存于 2~5 μm 以上孔隙的中央;
- ③孔隙水含量较少,赋存于 2~5 μm 以上孔隙中央,并被中质组分油包裹,呈孤立状。

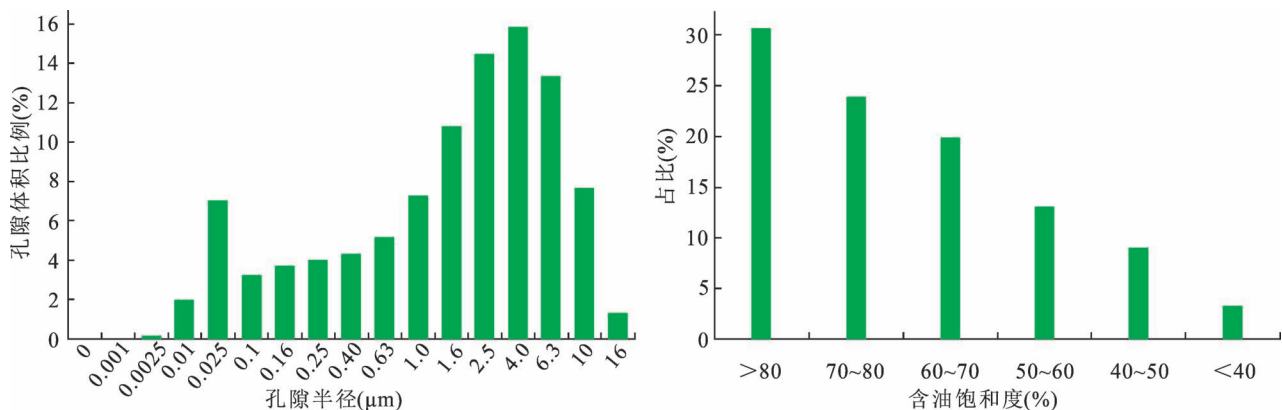


图3 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组甜点储层孔隙分布与含油饱和度特征

Fig. 3 Pore distribution and oil saturation characteristics of sweet spot reservoir of the Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin

4 甜点储层页岩油微观成藏机制

4.1 源储之间短距离运移充注

生烃动力学模拟实验表明,芦草沟组烃源岩累计生油量和排油量较高,排油率高达69.21%,是吉木萨尔页岩油形成且大规模成藏的主要原因(吉鸿杰等,2016;王屿涛等,2017a)。烃源岩到甜点短距离运移是甜点成藏的主要方式(王屿涛等,2017b;李二庭等,2020),运移和充注动力为生烃增压导致的源储压差(马洪等,2014;陶士振等,2015;廉欢等,2016)。溶蚀缝(孔)、层理缝、构造裂缝与超压微裂缝形成页岩油的有效运移通道(黄志龙等,2012;罗群等,2017)。

芦草沟组储层在低熟油形成之前已经致密,以微纳米孔隙为主(郑民等,2018)(图6)。根据芦草沟组封闭体系生烃模拟实验结果,当 R_o 在0.6%~0.7%, TOC 为6%~7%,烃源岩生成低熟油时,生烃增压可达36 MPa,在源储界面可突破的孔喉半径最大为30 nm(邱振等,2016a)。实际上储层内部受非均质性 & 距离源储界面远近影响,油从源储界面进入储层内部,充注动力骤降,注入小孔喉的能力减弱,因此发生充注的储层孔喉直径应大于30 nm。例如,鄂尔多斯盆地延长组源储界面附近的充注孔喉下限为15.74 nm,储层内部孔喉充注下限为39.45 nm(张洪等,2014)。

根据场发射扫描电镜观察结果,小于8 nm以下

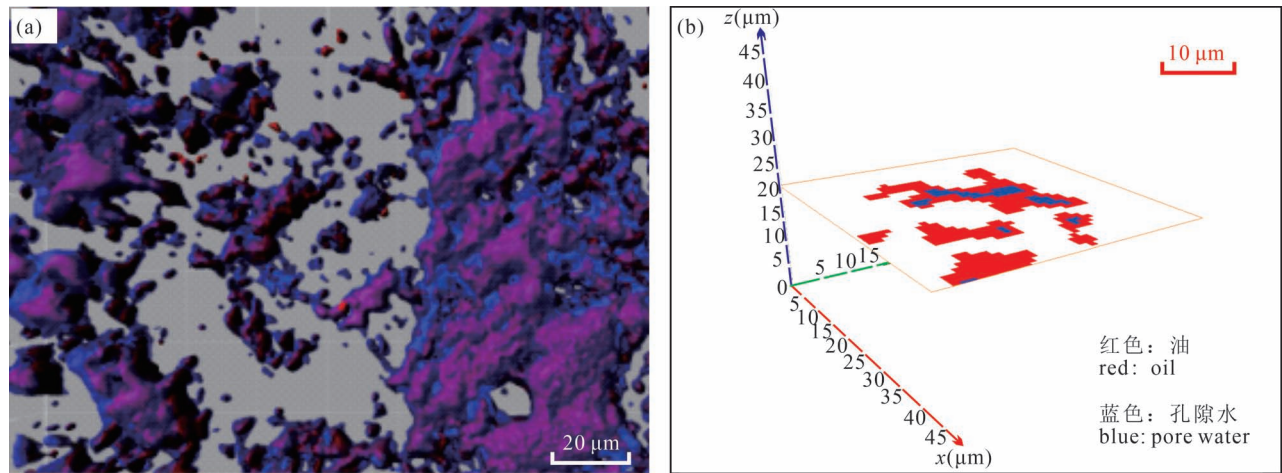


图4 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层中孔隙流体赋存特征

Fig. 4 Occurrence characteristics of pore fluids in shale oil reservoirs of the Lucaogou Formation in the Junggar Basin

(a) 激光共聚焦分析,紫红色为中质组分油,蓝色为重质组分油;(b) 纳米CT分析,红色为油,蓝色为孔隙水

(a) confocal laser scanning microscope analysis, purplish red is medium component oil and blue is heavy component oil;

(b) nano CT analysis, red is oil and blue is pore water

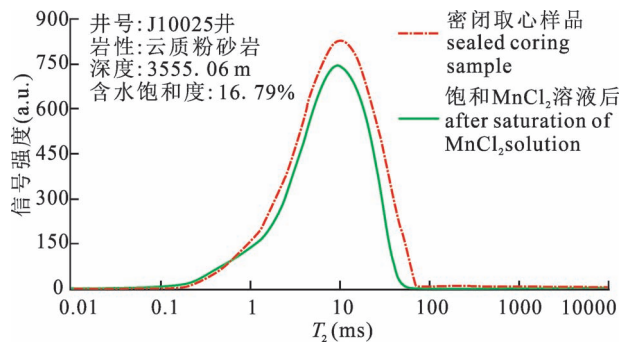


图 5 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组流体赋存核磁共振 T_2 谱特征

Fig. 5 T_2 spectrum characteristics of fluid occurrence in the Lucaogou Formation in the Junggar Basin

孔隙均可观察到孔隙中充填的油(图 2c)。甜点储层长石岩屑粉细砂岩、云质粉砂岩,有机质含量低,充注下限以下孔隙,不能以生烃增压方式充注进去或由有机质原位生烃转化而来。在含油饱和度较低的储层中,油在微米级孔中主要紧贴孔壁分布,这与

油克服毛细管压力呈“活塞式”运移到储层,分布于孔隙中间,孔壁为水的特征不符合。因此页岩油从烃源岩短距离运移到储层之后,在漫长的地质时期,在储层内部经历了微观油、水分布调整。

4.2 微纳米孔隙表面吸附

4.2.1 储层润湿性反转

岩石表面润湿性影响油、水在岩石孔隙中分布,研究表明润湿性反转在油气成藏中较为普遍(公言杰等,2015;包友书等,2017)。影响储层润湿性反转的主要因素包括矿物组成、有机酸和原油中极性分子吸附。

页岩矿物组成:芦草沟组储层的矿物组成主体为石英、长石和碳酸盐类矿物,黏土矿物含量较少(表 1)。黏土矿物、石英、方解石、白云石和长石均为亲水性矿物,亲水性强弱表现为黏土矿物>石英>方解石>铁白云石>长石,黏土矿物的亲水性最强,碳酸盐类矿物及长石已具有中性润湿特征(陆现彩等,2003;吕鹏等,2015)。此外金属硫化物,如黄铁矿为亲油矿物。芦草沟组形成于咸化还原环境,后期成岩环境仍为还原环境,甜点储层中铁白云石发

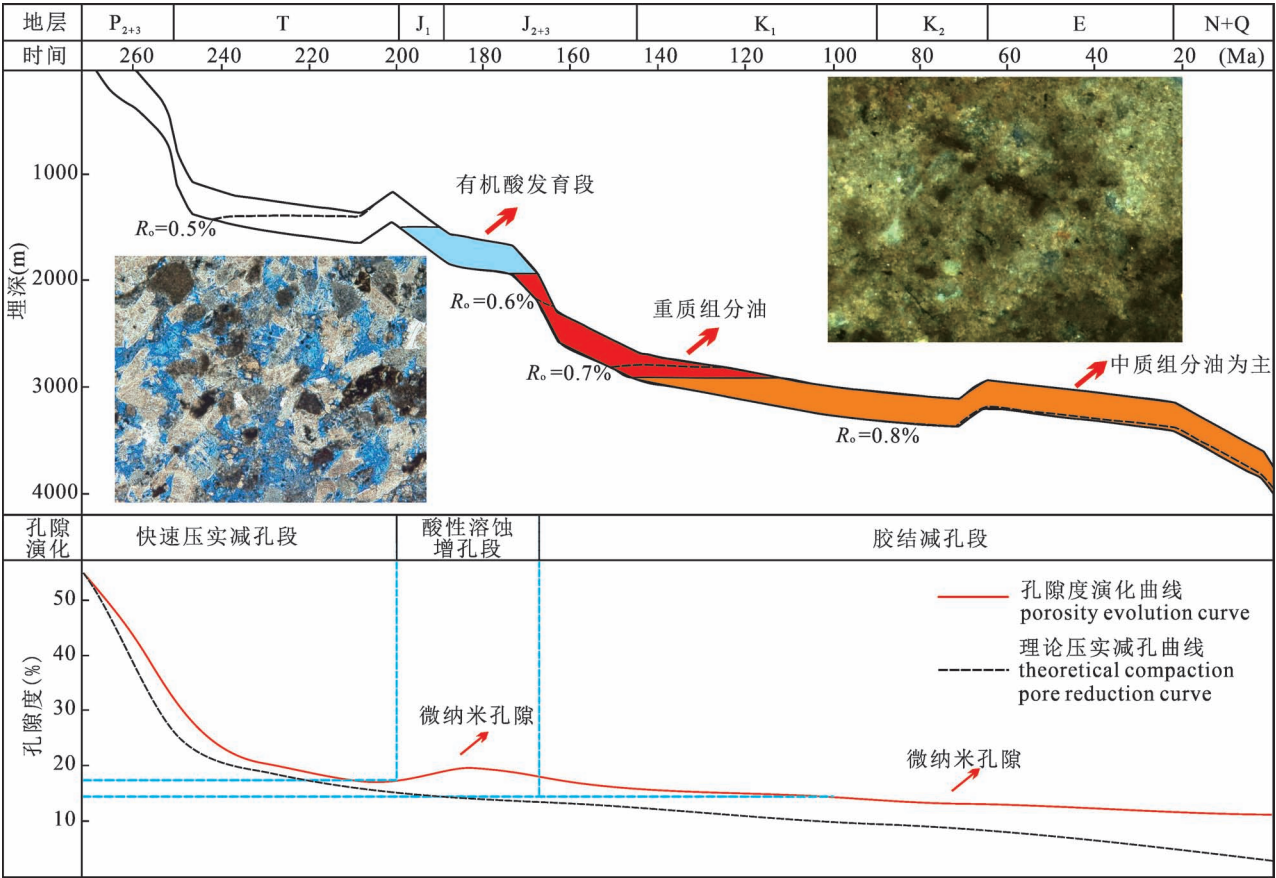


图 6 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组储层埋藏史图

Fig. 6 Reservoir burial history figure of the Lucaogou Formation in the Junggar Basin

育,平均含量 16.6%,自生钠长石及黄铁矿也相对发育,黏土矿物含量均值仅为 3.0%(表 1)。因此在矿物组成上页岩储层较常规储层,亲水性相对弱。此外,随着埋藏古地温升高,水分子布朗运动增大,润湿水膜厚度降低,润湿性易改变(Derjaguin et al., 1974;Hirasaki, 1991;Rao, 1999)。

有机酸溶蚀及极性分子吸附:烃源岩生成液态烃之前,干酪根脱去含氧官能团,烃源岩中有机质产生大量的水溶性有机酸,是溶蚀作用最强烈的时期。芦草沟组储层溶蚀作用强,规模大,与之相关的自生矿物如钠长石、石英在孔隙网络中大量分布(图 2b)。大规模溶蚀作用发生后,形成的羧酸盐会取代吸附在碳酸盐岩表面的阴离子而发生阴离子交换吸附,羧酸盐将直接吸附在碳酸盐岩表面带正电的基团($\equiv\text{CO}_3\text{Ca}^+$)上(林梅钦等,2018)。酸性条件下,酸性极性组分可通过氢键吸附在石英表面(陈晨等,2017)。水溶性较强的极性化合物能通过水膜扩散到孔隙表面,使孔隙表面亲水性减弱。在有机酸的强烈改造之下,芦草沟组孔隙网络可认为主体是铁白云石和溶解作用产生的钠长石、石英搭建的,孔隙表面平整,整体呈弱水湿或中性润湿特征。

原油中极性分子吸附:具有界面活性的极性物质在原油组分,特别是非烃化合物和沥青质组分中广泛存在。非烃化合物中极性较强的组分有吡啶类、亚砷和硫醚类、酸和酚类化合物(李红等,2020)。这些极性物质一般都含有 O、N、S 等杂原子。由杂原子组成的极性化合物含有极性基和烃基,极性基通过库仑力或氢键吸附于岩石表面,非极性端(烃基)具有亲油的特性,因此随着极性分子在岩石表面吸附积累,岩石逐渐由原来的亲水性转化为中性或亲油性。芦草沟组干酪根热降解生烃高峰前的低熟阶段大规模生成的含有较多极性组分的重质原油(王屿涛等,2017a),这些极性分子易于吸附于矿物表面,造成初始润湿性反转。

4.2.2 重质组分油吸附

初始润湿性反转应发生在有机酸溶蚀—低熟重质油充注时期。在润湿性反转情况下,原油中的烃类化合物主要依靠范德华力吸附在岩石表面。分子模拟实验表明,原油随着碳数增加及极性化合物含量升高,原油吸附强度增强,重质油更易吸附于颗粒表面。孔隙表面单分子油膜的持续吸附,造成岩石亲油润湿性进一步增强(李素梅等,1998;洪祥宇等,2021)。随着吸附作用的进行,油膜厚度不断增厚,纳米孔中逐渐被油充满,水被驱替进较大的孔隙

中。根据场发射扫描电镜下不同含油级别岩石孔隙中重质油膜厚度测量及含油面积图像分析,随着含油级别的不断升高,重质组分油膜厚度变大,纳米级孔隙到微米级孔隙逐渐充满,含油程度越高,孔隙充填越满(表 2)。实际上润湿性反转及重质组分油的吸附在常规油藏储层中也常见到,如高岭石表面吸附的油膜,但页岩油储层以微纳米孔隙为主,吸附作用及造成的微观调整较常规储层非常明显。

表 2 重质油膜厚度与含油级别及赋存状态关系
Table 2 Relationship between heavy oil film thickness and oil grade and occurrence state

含油级别	重质油膜厚度	重质组分油饱和度	赋存状态
荧光	70~200 nm	25.4%	薄膜状为主
油浸	300~350 nm	55.2%	薄膜状—充填状
富含油	700 nm~2 μm	70.1%	充填状为主

4.3 多期次成藏

芦草沟组烃源岩热解最高峰温 T_{max} 值分布在 428~459℃,平均 440℃, R_o 在 0.66%~1.63%,平均 0.78%,烃源岩处于低成熟—成熟演化阶段。受火山物质及热液作用影响(向宝力等,2013;王剑等,2020a,b),芦草沟组烃源岩在镜质体反射率 R_o 达到 0.6%左右开始生油,自此之后优质烃源岩中油的生成是多期次或连续的。漫长连续的生烃过程中有两期主要成藏期,第一期是中侏罗世—早白垩世,以低熟油生成为主,包裹体均一温度 50~70℃,油质偏重、偏稠;第二期是早白垩世晚期—至今, R_o 达到 0.7%以上,包裹体均一温度在 120℃左右,生成的油质偏中等(郑民等,2018)(图 6)。由于甜点储层与优质烃源岩呈薄互层式配置,在生烃超压的作用下,烃类很容易经过短距离运移进储层中。烃源岩的生烃具有多期次性、且不同期次形成的油质具有明显差异,因此甜点储层中不同阶段运移进孔隙的油对烃源岩的多期次生、排烃也具有明显的响应。现今甜点储层内原油主要由早期充注的低熟油和后期持续充注的成熟油组成(郑民等,2018)。

4.4 微纳米孔隙中页岩油充注及调整过程

芦草沟组甜点储层页岩油充注及吸附调整可分为 4 个阶段:①有机酸溶蚀改造阶段,此阶段有机酸对储层进行强烈溶蚀改造,改善储层物性。随着有机酸分子不断吸附,有效降低了孔隙表面的亲水性;②低熟油充注阶段及润湿性反转,在前期有机酸作用下,低熟油初次运移所需要克服的毛细管阻力逐渐降低。低熟油通过生烃超压运移到甜点储层,分

布于较大的微米级孔隙中(图 7a)。随着非烃化合物和沥青质组分中极性分子的吸附,孔隙表面发生润湿性反转,表现为油润湿;③低熟油的油、水分布调整阶段。随着重质油分子逐渐吸附,油膜厚度不断加大,直径较小的纳米级孔隙逐渐被油充填满,孔隙水进一步被排出到较大的孔隙中(图 7b);④成熟油充注阶段及调整阶段。在前期低熟油“小孔充填状,大孔薄膜状”的赋存特征下,孔隙网络整体表现为强的亲油性,成熟的中质油充注进孔隙,此时毛细管力变成烃类运移的动力(包友书等,2017),强亲油岩石的自渗吸油速率和渗吸流体体积远大于自渗吸水情况。随着表面吸附作用的持续进行,孔隙水进一步被驱替到较大的孔隙中间,呈孤立的游离相,油藏含油饱和度进一步提高(图 7c、d)。现今岩心样品接触角测试实验表明,芦苇沟组页岩储层多为

亲油润湿特性(支东明等,2019)。

5 页岩油高效开发对策

如何高效开发页岩油藏,提高页岩油产量是现阶段吉木萨尔页岩油攻关的主要方向。下甜点体中优质烃源岩与甜点储层频繁交互,优质烃源岩生油量高、排油量高,微米级以上的孔隙中水被排出的较为彻底,储层含油性较好。云质粉砂岩中亲水性相对较弱的铁白云石改造较为强烈,有机酸溶蚀强烈,在铁白云石、黄铁矿及有机酸影响下,储层润湿性反转强,页岩油在微纳米孔隙中吸附调整强,也是下甜点储层含油性好的重要原因。页岩油的分布受生油窗和富有机质页岩分布控制(邹才能等,2015)。吉木萨尔页岩油藏地层压力、成熟度从凹陷区向斜坡区逐渐降低,原油密度逐渐增大(支东明等,2019)。

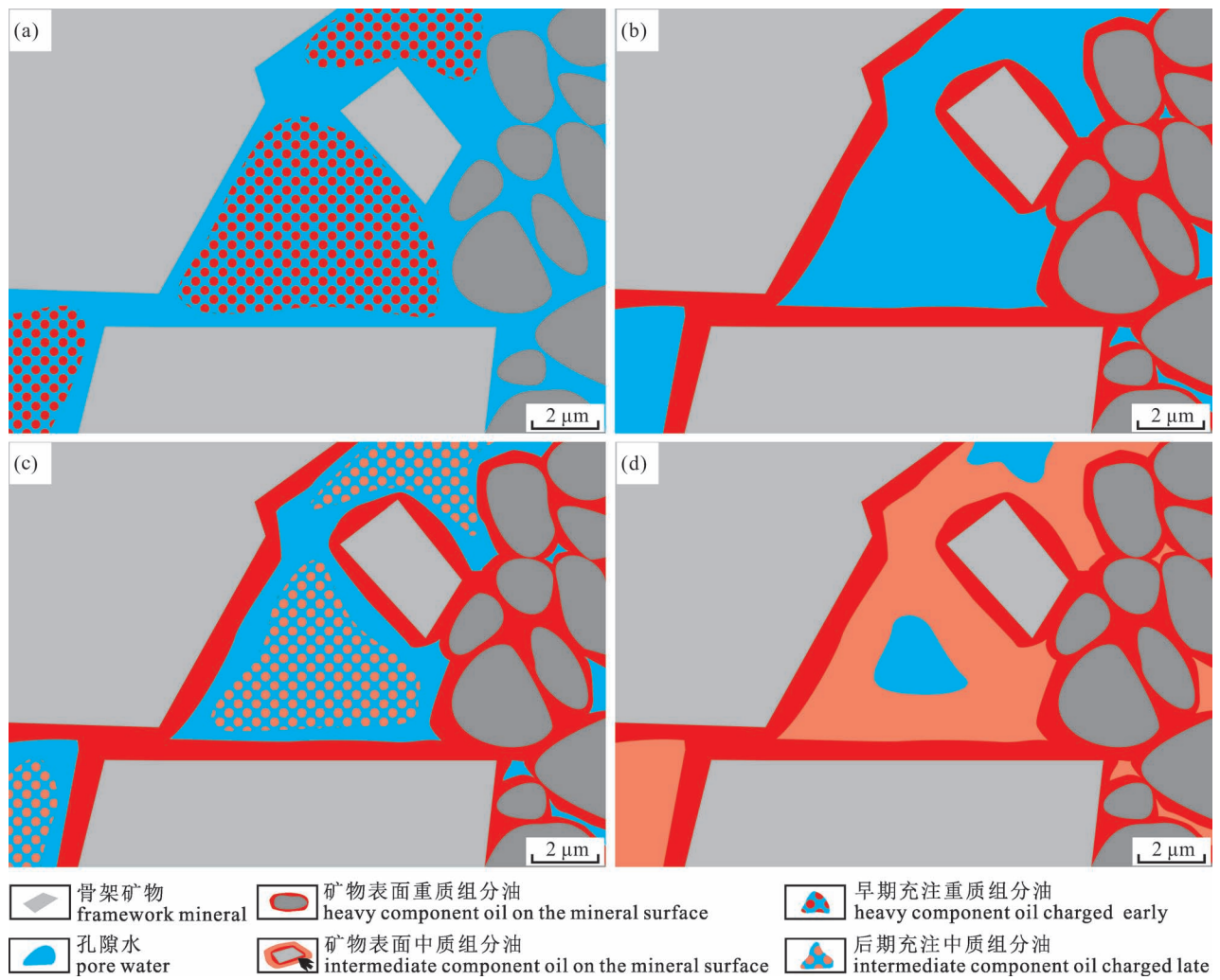


图 7 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组页岩油甜点油、水微观赋存与烃类充注及油、水关系调整过程

Fig. 7 Microscopic occurrence of sweet oil and water in shale oil and its adjustment process of oil and water relationship in hydrocarbon charging of the Lucaogou Formation in the Junggar Basin

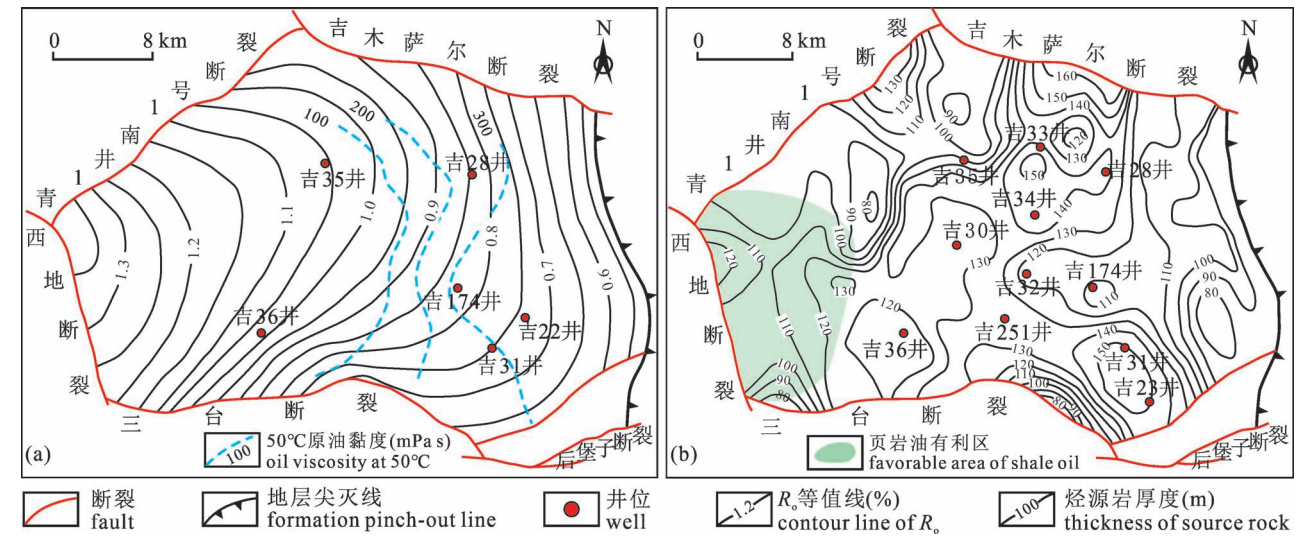


图 8 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组下甜点页岩油黏度分布图(a)与有利区预测图(b)

Fig. 8 Viscosity distribution diagram (a) and favorable area prediction diagram (b) of the Lower Sweet spot shale oil in the Lucaogou Formation, the Junggar Basin

下甜点地面原油密度由西部凹陷部位的 0.9009 g/cm³ 增大到东部斜坡部位的 0.9231 g/cm³, 50℃ 原油黏度由凹陷中部的 94.2 mPa·s 向东部增大至 407.08 mPa·s(图 8a), 含蜡量由 3.7% 到 8.6%, 凝固点由 1.9℃ 到 15.8℃, 初馏点 90.0℃ 到 153.0℃(霍进等, 2020)。凹陷西部埋深较大, 烃源岩厚度大, 热演化程度高, 达到 R_o 大于 1.2%(图 8a), 有机质达到成熟演化阶段, 中质组分油生成比例高, 在储层中充注强, 可流动性好。因此加大凹陷西部下甜点体的评价是必要的(图 8b)。

微观上, 甜点储层具有纳米—亚微米—微米全尺度含油特征, 且纳米孔中为饱含油, 油质偏重。因此在甜点层段采取水平井体积压裂、焖井等方式自喷和抽汲开采后, 地层中剩余的页岩油主要附着于 2~5 μm 以上孔隙的孔壁和 2~5 μm 以下孔隙中, 残余油饱和度高, 初步估算在 60.0%~75.0%, 是未来提高采收率研究很好的方向(图 2b)。有学者在扫描电镜下利用电子束给这部分残余油加热, 在真空负压条件下, 随着时间的累积和温度的升高, 以充填状赋存的油由于受热撕裂金膜层, 横截面产生“龟裂”现象, 以薄膜状赋存的油由于受热膨胀及孔隙内部油受热外溢(靳军等, 2018; 许琳等, 2019)。这一现象说明这部分油虽然组分偏重, 但在改造下依然可以流动。下一步还需攻关影响纳米孔中油流动的温度、压力等量化因素, 同时加大纳米表活剂、纳米流体驱油研究(丁彬等, 2020), 经济条件成熟

时可采取地层升温(赵文智等, 2018; 胡素云等, 2020)、加纳米表活剂方式进行试验开发。

6 结论

(1) 准噶尔盆地吉木萨尔页岩油微纳米尺度油、水赋存特征为: ①重质组分油主要附着于 2~5 μm 以上孔隙的孔壁及充填于 2~5 μm 以下的孔隙中; ②中质组分油赋存于 2~5 μm 以上孔隙的孔隙中央; ③孔隙水含量较少, 赋存于孔隙中央, 被中质组分油包裹, 呈孤立状。

(2) 页岩油在微纳米孔隙中的赋存受生烃超压充注、吸附作用及多期次成藏共同影响。生烃超压充注是甜点成藏的主要动力, 吸附作用使得油、水在微纳米孔隙中进一步调整, 多期次成藏造成微纳米孔隙中油质差异及高的含油饱和度。

(3) 吉木萨尔凹陷西部下甜点体埋深较大, 烃源岩热演化程度高, 中质组分油充注强, 可流动性好, 是页岩油勘探和评价的重要方向。微纳米孔隙中 2~5 μm 以上孔隙的孔壁和 2~5 μm 以下孔隙中的重质组分油是未来提高页岩油采收率的方向。

致谢:感谢审稿专家和编辑提出的宝贵修改建议, 在此深表谢意!

参 考 文 献 / References

(The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; The literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)

- 包友书, 张林晔, 张守春, 徐大庆, 王宇蓉, 张蕾, 吴连波. 2017. 毛细管力的初次运移及成藏作用有效性分析. 高校地质学报, 23(2): 296~303.
- 查明, 苏阳, 高长海, 曲江秀, 王绪龙, 丁修建. 2017. 致密储层储集空间特征及影响因素—以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例. 中国矿业大学学报, 46(1): 85~95.
- 陈晨, 董朝霞, 高玉莹, 林梅钦, 杨子浩, 杨杰, 高景滨. 2017. 盐水组成对极性组分在石英表面吸附的影响. 石油学报, 38(2): 217~226.
- 丁彬, 熊春明, 耿向飞, 管保山, 潘竟军, 许建国, 董景锋, 张成明. 2020. 致密油纳米流体增渗驱油体系特征及提高采收率机理. 石油勘探与开发, 47(4): 756~764.
- 公言杰, 柳少波, 刘可禹, 姜林, 袁选俊, 陶士振. 2015. 致密油充注过程中储层润湿性变化对含油性影响—以川中侏罗系致密油为例. 石油实验地质, 37(4): 423~429.
- 洪祥宇, 徐亨宇, 崔凤路, 余昊, 吴一宁, 吴恒安, 王奉超. 2021. 分子模拟在非常规油气开发中的应用. 计算力学学报, 38(3): 313~320.
- 胡素云, 赵文智, 侯连华, 杨智, 朱如凯, 吴松涛, 白斌, 金旭. 2020. 陆相页岩油发展潜力与技术对策. 石油勘探与开发, 47(4): 1~10.
- 黄志龙, 马剑, 吴红烛, 陈旋, 文川江, 张建波. 2012. 马朗凹陷芦草沟组页岩油流体压力与初次运移特征. 中国石油大学学报(自然科学版), 36(5): 7~11.
- 霍进, 支东明, 郑孟林, 唐勇, 王霞田, 常秋生, 郭旭光, 丁靖, 何文军, 鲍海娟, 高阳. 2020. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油藏特征与形成主控因素. 石油实验地质, 42(4): 506~512.
- 吉鸿杰, 邱振, 陶辉飞, 马东旭, 廖朋, 王琪. 2016. 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草沟组为例. 岩性油气藏, 28(4): 34~42.
- 蒋启贵, 黎茂稳, 钱门辉, 李志明, 李政, 黄振凯, 张彩明, 马媛媛. 2016. 不同赋存状态页岩油定量表征技术与应用研究. 石油实验地质, 38(6): 842~849.
- 靳军, 杨召, 依力哈木·尔西丁, 李璐璐, 刘明. 2018. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷致密油储层纳米孔隙特征及其含油性. 地球科学, 43(5): 1594~1601.
- 赖锦, 凡雪纯, 黎雨航, 赵鑫, 刘士琛, 刘小平, 李栋, 庞小娇, 李红斌, 罗瑞峰. 2021. 苏北盆地古近系阜宁组页岩七性关系与三品质测井评价. 地质论评, 67(6): 67120021.
- 黎茂稳, 金之钧, 董明哲, 马晓潇, 李志明, 蒋启贵, 鲍云杰, 陶国亮, 钱门辉, 刘鹏, 曹婷婷. 2020. 陆相页岩形成演化与页岩油富集机理研究进展. 石油实验地质, 42(4): 489~505.
- 李二庭, 向宝力, 刘向军, 周妮, 潘长春, 迪丽达尔·肉孜, 米巨磊. 2020. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油偏稠成因分析. 天然气地球科学, 31(2): 250~257.
- 李红, 王培荣, 邓胜华, 方孝林, 柳常青. 2020. 非烃化合物引起的润湿性的变化. 石油勘探与开发, 27(5): 69~71.
- 李俊乾, 卢双舫, 张婕, 张鹏飞, 薛海涛. 2019. 页岩油吸附与游离定量评价模型及微观赋存机制. 石油与天然气地质, 40(3): 583~592.
- 李素梅, 张爱云, 王铁冠. 1998. 原油极性组分的吸附与储层润湿性及研究意义. 地质科技情报, 17(4): 66~71.
- 李天军, 黄志龙, 张亦婷, 王瑞, 张华, 周在华. 2021. 吐哈盆地胜北洼陷七克台组浅水湖相细粒沉积岩岩相特征、成因模式及页岩油意义. 地质学报, 95(12): 3869~3884.
- 廉欢, 查明, 高长海, 唐勇, 丁修建, 曲江秀. 2016. 吉木萨尔凹陷芦草沟组异常高压与致密油富集. 新疆石油地质, 37(2): 163~168.
- 林梅钦, 华朝, 李明远. 2018. 利用盐水调节油藏岩石表面润湿性. 石油勘探与开发, 45(1): 136~144.
- 陆现彩, 侯庆峰, 尹林, 赵连泽, 刘显东. 2003. 几种常见矿物的接触角测定及其讨论. 岩石矿物学杂志, 22(4): 397~400.
- 罗群, 魏浩元, 刘冬冬, 张晨, 朱德宇, 张云钊, 王健. 2017. 层理缝在致密油成藏富集中的意义、研究进展及其趋势. 石油实验地质, 39(1): 1~7.
- 吕鹏, 李明远, 杨子浩, 林梅钦, 董朝霞, 彭勃. 油藏润湿性影响因素综述. 2015. 科学技术与工程, 15(25): 88~94.
- 马洪, 李建忠, 杨涛, 闫伟鹏, 唐惠, 郭彬程, 黄福喜, 吕维宁. 2014. 中国陆相湖盆致密油成藏主控因素综述. 石油实验地质, 36(6): 668~677.
- 马克, 侯加根, 刘钰铭, 史燕青, 闫林, 陈福利. 2017. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组咸化湖混合沉积模式. 石油学报, 38(6): 636~648.
- 宁方兴, 王学军, 郝雪峰, 朱德燕, 朱德顺. 2015. 济阳拗陷页岩油赋存状态和可动性分析. 新疆石油天然气, 11(3): 1~6.
- 彭雪峰, 汪立今, 姜丽萍. 2014. 准噶尔盆地东南缘芦草沟组油页岩元素地球化学特征及沉积环境指示意义. 矿物岩石地球化学通报, 31(2): 121~127.
- 邱振, 施振生, 董大忠, 卢斌, 张晨晨, 周杰, 王红岩, 熊波, 庞正炼, 郭和坤. 2016a. 致密油源储特征与聚集机理—以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例. 石油勘探与开发, 43(6): 928~939.
- 邱振, 吴晓智, 唐勇, 郑民, 王桂君, 郭秋麟, 王社教, 谢红兵. 2016b. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油资源评价. 天然气地球科学, 27(9): 1688~1698.
- 曲长胜, 邱隆伟, 操应长, 杨勇强, 陈程, 余宽宏, 万敏, 杜蕊. 2017a. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组烃源岩有机岩石学特征及其赋存状态. 中国石油大学学报(自然科学版), 41(2): 30~38.
- 曲长胜, 邱隆伟, 杨勇强, 陈程, 汤丽莉, 余宽宏, 万敏. 2017b. 吉木萨尔凹陷芦草沟组碳酸盐岩碳氧同位素特征及其古湖泊学意义. 地质学报, 91(3): 605~616.
- 任江玲, 向宝力, 廖健德, 周妮, 于起玲, 马万云, 高秀伟, 王明. 2013. 吉木萨尔凹陷芦草沟组源岩沉积环境及致密油成因分析. 地质论评, 59(增刊): 727~728.
- 陶士振, 杨跃明, 庞正炼, 杨光, 杨家静, 杨晓萍, 吴因业, 张天舒. 2015. 四川盆地侏罗系流体包裹体与致密油形成演化. 岩石学报, 31(4): 1089~1100.
- 王斐, 岳湘安, 王雯靓, 刘怀珠, 唐思睿, 张羽, 王宝祥. 2010. 润湿性对模拟原油微尺度流动和渗流的影响. 石油学报, 31(2): 302~305.
- 王剑, 李二庭, 陈俊, 米巨磊, 马聪, 雷海艳, 谢礼科. 2020a. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组优质烃源岩特征及其生烃机制研究. 地质论评, 66(3): 755~764.
- 王剑, 周路, 刘金, 张欣吉, 张帆, 张宝真. 2020b. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组碳酸盐交替成岩作用特征及对页岩储集层的影响. 石油勘探与开发, 47(5): 898~912.
- 王茂桢, 柳少波, 任拥军, 田华. 2015. 页岩气储层黏土矿物孔隙特征及其甲烷吸附作用. 地质论评, 61(1): 207~216.
- 王明磊, 张遂安, 张福东, 刘玉婷, 关辉, 李君, 邵丽艳, 杨慎, 余源琦. 2015. 鄂尔多斯盆地延长组长7段致密油微观赋存形式定量研究. 石油勘探与开发, 42(6): 757~762.
- 王小军, 梁利喜, 赵龙, 刘向君, 秦志军, 李玮. 2019a. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组含油页岩岩石力学特性及可压裂性评价. 石油与天然气地质, 40(3): 661~668.

王小军, 杨智峰, 郭旭光, 王霞田, 冯右伦, 黄立良. 2019b. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷页岩油勘探实践与展望. 新疆石油地质, 40(4): 402~413.

王屿涛, 杨召, 张国清, 潘长春, 汪飞, 向英. 2017a. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油源储特征新认识. 新疆石油天然气, 13(4): 1~7.

王屿涛, 杨作明, 马万云, 潘长春, 汪飞. 2017b. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油地球化学特征及成因. 新疆石油地质, 38(4): 379~384.

吴松涛, 朱如凯, 崔景伟, 毛治国, 刘可禹, 王晓琦. 2020. 非常规储层孔隙结构表征: 思路、思考与展望. 地质论评, 66(增刊1): 151~154.

向宝力, 廖健德, 周妮, 于起玲, 马万云, 高秀伟, 王明. 2013. 吉木萨尔凹陷吉174井二叠系芦草沟组烃源岩地球化学特征. 科学技术与工程, 13(32): 9636~9640.

许冬进, 廖锐全, 石善志, 承宁, 李建民. 2014. 致密油水平井体积压裂工厂化作业模式研究. 特种油气藏, 21(3): 1~6.

许琳, 常秋生, 杨成克, 陶亲娥, 王仕莉, 费李莹, 徐士陆. 2019. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油储层特征及含油性. 石油与天然气地质, 40(3): 535~549.

闫林, 冉启全, 高阳, 陈福利, 王少军, 李崇飞. 2017. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油储层溶蚀孔隙特征及成因机理. 岩性油气藏, 29(3): 27~33.

杨智, 唐振兴, 李国会, 贾希玉, 吴颜雄, 陈旋, 黄东, 江涛, 方向, 王岚, 吴因业, 吴松涛, 付蕾, 李嘉蕊, 李奇艳, 赵家宏, 王天煦. 2021. 陆相页岩层系石油富集区带优选、甜点区段评价与关键技术应用. 地质学报, 95(8): 2257~2272.

张洪, 张水昌, 柳少波, 郝加庆, 赵孟军, 田华, 姜林. 2014. 致密油充注孔喉下限的理论探讨及实例分析. 石油勘探与开发, 41(3): 367~374.

张亚奇, 马世忠, 高阳, 李映艳, 张景, 王黎, 孙雨, 许方哲, 李杭. 2017. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油储层沉积相分析. 沉积学报, 35(2): 358~370.

赵文智, 胡素云, 侯连华. 2018. 页岩油地下原位转化的内涵与战略地位. 石油勘探与开发, 45(4): 537~545.

郑民, 李建忠, 王文广, 李鹏, 杨海波, 吴晓智, 于京都. 2018. 致密储层石油充注成藏过程分析: 以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例. 地球科学, 43(10): 3719~3732.

郑民, 李建忠, 吴晓智, 李鹏, 王文广, 王社教, 谢红兵. 2016. 致密储集层原油充注物理模拟—以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例. 石油勘探与开发, 43(2): 219~227.

支东明, 唐勇, 杨智峰, 郭旭光, 郑孟林, 万敏, 黄立良. 2019. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷陆相页岩油地质特征与聚集机理. 石油与天然气地质, 40(3): 524~534.

邹才能, 朱如凯, 白斌, 杨智, 侯连华, 查明, 付金华, 邵雨, 刘可禹, 曹宏, 袁选俊, 陶士振, 唐晓明, 王岚, 李婷婷. 2015. 致密油与页岩油内涵、特征、潜力及挑战. 矿物岩石地球化学通报, 34(1): 3~17.

Bao Youshu, Zhang Linye, Zhang Shouchun, Xu Daqing, Wang Yurong, Zhang Lei, Wu Lianbo. 2017&. Effectiveness of capillary pressure on the primary migration of oil and its accumulation. Geological Journal of China Universities, 23(2): 296~303.

Chen Chen, Dong Zhaoxia, Gao Yuying, Lin Meiqin, Yang Zihao, Yang Jie, Gao Jingbin. 2017&. Effects of brine composition on quartz surface absorption of polar components. Acta Petrolei Sinica, 38(2): 217~226.

Derjaguin B V, Churaev N V. 1974. Structural component of disjoining pressure. Journal of Colloid and Interface Science, 49(2): 249~255.

Ding Bin, Xiong Chunming, Geng Xiangfei, Guan Baoshan, Pan Jingjun, Xu Jianguo, Dong Jingfeng, Zhang Chengming. 2020&. Characteristics and EOR mechanisms of nanofluids permeation flooding for tight oil. Petroleum Exploration and Development, 47(4): 756~764.

Gong Yanjie, Liu Shaobo, Liu Keyu, Jiang Lin, Yuan Xuanjun, Tao Shizhen. 2015&. Influence of reservoir wettability changes on oil-bearing features during tight oil accumulation: A case study of Jurassic tight oils in Sichuan Basin. Petroleum Geology & Experiment, 37(4): 423~429.

Hirasaki G J. 1991. Wettability: fundamentals and surface forces. SPE Formation Evaluation, 6(2): 217~226.

Hong Xiangyu, Xu Hengyu, Cui Fenglu, Yu Hao, Wu Yining, Wu Heng'an, Wang Fengchao. 2021&. Application of molecular simulation in unconventional oil and gas development. Chinese Journal of Computational Mechanics, 38(3): 313~320.

Hu Suyun, Zhao Wenzhi, Hou Lianhua, Yang Zhi, Zhu Rukai, Wu Songtao, Bai Bin, Jin Xu. 2020&. Development potential and technical strategy of continental shale oil in China. Petroleum Exploration and Development, 47(4): 1~10.

Huang Zhilong, Ma Jian, Wu Hongzhu, Chen Xuan, Wen Chuanjiang, Zhang Jianbo. 2012&. Fluid pressure and primary migration characteristics of shale oil of Lucaogou formation in Malang sag. Journal of China University of Petroleum, 36(5): 7~11.

Huo Jin, Zhi Dongming, Zheng Menglin, Tang Yong, Wang Xiatian, Chang Qiusheng, Guo Xuguang, Ding Jing, He Wenjun, Bao Haijuan, Gao Yang. 2020&. Characteristics and main controls of shale oil reservoirs in Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin. Petroleum Geology & Experiment, 42(4): 506~512.

Ji Hongjie, Qiu Zhen, Tao Huifei, Ma Dongxu, Liao Peng, Wang Qi. 2016&. Source rock characteristics and hydrocarbon generation kinetics: A case study of the Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin. Lithologic Reservoirs, 28(4): 34~42.

Jiang Qigui, Li Maowen, Qian Menhui, Li Zhiming, Li Zheng, Huang Zhenkai, Zhang Caiming, Ma Yuanyuan. 2016&. Quantitative characterization of shale oil in different occurrence states and its application. Petroleum Geology & Experiment, 38(6): 842~849.

Jin Jun, Yang Zhao, Yilihamu · Exiding, Li Lulu, Liu Ming. 2018&. Nanopore Characteristics and Oil-Bearing Properties of tight oil reservoirs in Jimsar Sag, Junggar Basin. Earth Science, 43(5): 1594~1601.

Lai Jin, Fan Xuechun, Li Yuhang, Zhao Xin, Liu Shichen, Liu Xiaoping, Li Dong, Pang Xiaojiao, Li Hongbin, Luo Yufeng. 2021&. Well logging evaluation of seven kinds of relationships and three types of properties of Paleogene Funing Formation oil shales in Subei Basin. Geological Review, 67(6): 67120021.

Li Erting, Xiang Baoli, Liu Xiangjun, Zhou Ni, Pan Changchun, Dilidaer · Rouzi, Mi Julei. 2020&. Study on the genesis of shale oil thickening in Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin. Natural Gas Geoscience, 31(2): 250~257.

Li Hong, Wang Peirong, Deng Shenghua, Fang Xiaolin, Liu Changqing. 2020&. Effects of non-hydrocarbon compounds on reservoir wettability. Petroleum Exploration and Development, 27(5): 69~71.

Li Junqian, Lu Shuangfang, Zhang Jie, Zhang Pengfei, Xue Haitao. 2019&. Quantitative evaluation models of adsorbed and free shale

- oil and its microscopic occurrence mechanism. *Oil & Gas Geology*, 40(3): 583~592.
- Li Maowei, Jin Zhijun, Dong Mingzhe, Ma Xiaoxiao, Li Zhiming, Jiang Qigui, Bao Yunjie, Tao Guoliang, Qian Menhui, Liu Peng, Cao Tingting. 2020&. Advances in the basic study of lacustrine shale evolution and shale oil accumulation. *Petroleum Geology & Experiment*, 42(4): 489~505.
- Li Sumei, Zhang Aiyun, Wang Tieguan. 1998&. Polar - fractions adsorption of crude oil and wettability of reservoir and their research significance. *Geological Science and Technology Information*, 17(4): 66~71.
- Li Tianjun, Huang Zhilong, Zhang Yiting, Wang Rui, Zhang Hua, Zhou Zaihua. 2021&. Lithofacies characteristics and genetic model of shallow lacustrine fine - grained sediments and its geological significance for shale oil in the Qiketai Formation in the Shengbei subsag, Turpan - Hami basin. *Acta Geologica Sinica*, 95(12): 3869~3884.
- Lian Huan, Zha Ming, Gao Changhai, Tang Yong, Ding Xiujian, Qu Jiangxiu. 2016&. Abnormal high pressure and tight oil enrichment of Lucaogou Formation in Jimusar Sag. *Xinjiang petroleum geology*, 37(2): 163~168.
- Lin Meiqin, Hua Zhao, Li Mingyuan. 2018&. Surface wettability control of reservoir rocks by brine. *Petroleum Exploration and Development*, 45(1): 136~144.
- Lü Peng, Li Mingyuan, Yang Zihao, Lin Meiqin, Dong Zhaoxia, Peng Bo. 2015&. Review of the influencing factors of reservoir wettability. *Science Technology and Engineering*, 15(25): 88~94.
- Lu Xiancai, Hou Qingfeng, Yin Lin, Zhao Lianze, Liu Xiangdong. 2003&. Measurement of contact angles of several common minerals and its discussion. *Acta Petrologica ET Mineralogica*, 22(4): 397~400.
- Luo Qun, Wei Haoyuan, Liu Dongdong, Zhang Chen, Zhu Deyu, Zhang Yunzhao, Wang Jian. 2017&. Research significance, advances and trends on the role of bedding fracture in tight oil accumulation. *Petroleum Geology & Experiment*, 39(1): 1~7.
- Ma Hong, Li Jianzhong, Yang Tao, Yan Weipeng, Tang Hui, Guo Bincheng, Huang Fuxi, Lü Weining. 2014&. Main controlling factors for tight oil accumulation in continental lacustrine basins in China. *Petroleum Geology & Experiment*, 36(6): 668~677.
- Ma Ke, Hou Jiagen, Liu Yuming, Shi Yanqing, Yan Lin, Chen Fuli. 2017&. The sedimentary model of saline lacustrine mixed sedimentation in Permian Lucaogou, Formation, Jimsarsag. *Acta Petrolei Sinica*, 38(6): 636~648.
- Ning Fangxing, Wang Xuejun, Hao Xuefeng, Zhu Deyan, Zhu Deshun. 2015&. An analysis on occurrence state and mobility of shale oil in Jiyang depression. *Xinjiang Oil & Gas*, 11(3): 1~6.
- Peng Xuefeng, Wang Lijin, Jiang Liping. 2014&. Geochemical characteristics of the Lucaogou Formation oil shale in the southeastern margin of the Junggar Basin and its environmental implications. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 31(2): 121~127.
- Qiu Zhen, Shi Zhensheng, Dong Dazhong, Lu Bin, Zhang Chenchen, Zhou Jie, Wang Hongyan, Xiong Bo, Pang Zhenglian, Guo Hekun. 2016a&. Geological characteristics of source rock and reservoir of tight oil and its accumulation mechanism: A case study of Permian Lucaogou Formation in Jimusar sag, Junggar Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 43(6): 928~939.
- Qiu Zheng, Wu Xiaozhi, Tang Yong, Zheng Min, Wang Guijun, Guo Qiulin, Wang Shejiao, Xie Hongbing. 2016b&. Resource assessment of tight oil from the Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin, China. *Natural Gas Geoscience*, 27(9): 1688~1698.
- Qu Changsheng, Qiu Longwei, Cao Yingchang, Yang Yongqiang, Chen Cheng, Yu Kuanhong, Wan Min, Du Rui. 2017a&. Organic petrology characteristics and occurrence of source rocks in Permian Lucaogou Formation, Jimsar sag. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 41(2): 30~38.
- Qu Changsheng, Qiu Longwei, Yang Yongqiang, Chen Cheng, Tang Lili, Yu Kuanhong, Wan Min. 2017b&. Carbon and oxygen isotope compositions of carbonatic rock from Permian Lucaogou Formation in the Jimsar Sag, NW China and Their Paleolimnological Significance. *Acta Geologica Sinica*, 91(3): 605~616.
- Rao D N. 1999. Wettability effects in thermal recovery operations. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2(5): 420~430.
- Tao ShiZheng, Yang YueMing, Pang Zhenglian, Yang Guang, Yang Jiajing, Yang Xiaoping, Wu Enye, Zhang Tianshu. 2015&. The fluid inclusion characteristics and formation, evolution of tight oil of Jurassic, Sichuan Basin. *Acta Petrologica Sinica*, 31(4): 1089~1100.
- Wang Fei, Yue Xiang'an, Wang Wenliang, Liu Huaizhu, Tang Sirui, Zhang Yu, Wang Baoxiang. 2010&. Influence of wettability on micro-scale flow and seepage characteristics of simulated crude oil. *Acta Petrolei Sinica*, 31(2): 302~305.
- Wang Jian, Li Erting, Cheng Jun, Mi Julei, Ma Cong, Lei Haiyan, Xie Like. 2020a&. Characteristics and hydrocarbon generation mechanism of high - quality source rocks in Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin. *Geological Review*, 66(3): 755~764.
- Wang Jian, Zhou Lu, Liu Jin, Zhang Xinji, Zhang Fan, Zhang Baozhen. 2020b&. Acid - base alternation diagenesis and its influence on shale reservoirs in the Permian Lucaogou Formation, Jimusar Sag, Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 47(5): 898~912.
- Wang Maozhen, Liu Shaobo, Ren Yongjun, Tian Hua. 2015&. Pore characteristics and methane adsorption of clay minerals in shale gas reservoir. *Geological Review*, 61(1): 207~216.
- Wang Minglei, Zhang Sui'an, Zhang Fudong, Liu Yuting, Guan Hui, Li Jun, Shao Liyan, Yang Shen, She Yuanqi. 2015&. Quantitative research on tight oil microscopic state of Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 42(6): 757~762.
- Wang Xiaojun, Liang Lixi, Zhao Long, Liu Xiangjun, Qin Zhijun, Li Wei. 2019a&. Rock mechanics and fracability evaluation of the Lucaogou Formation oil shales in Jimusar sag, Junggar Basin. *Oil & Gas Geology*, 40(3): 661~668.
- Wang Xiaojun, Yang Zhifeng, Guo Xuguang, Wang Xiatian, Feng Youlun, Huang Liliang. 2019b&. Practices and prospects of shale oil exploration in Jimsar Sag of Junggar Basin. *Xinjiang petroleum geology*, 40(4): 402~413.
- Wang Yutao, Yang Zhao, Zhang Guoqing, Pan Changchun, Wang Fei, Xiang Ying. 2017a&. Geological characteristics of source rock and reservoir of tight oil and its accumulation mechanism: a case study of Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin. *Xinjiang Oil & Gas*, 13(4): 1~7.
- Wang Yutao, Yang Zuoming, Ma Wanyun, Pan Changchun, Wang Fei. 2017b&. Geochemical characteristics and genesis of tight oil in

- Lucaogou Formation of Jimsar Sag. *Xinjiang Petroleum Geology*, 38 (4): 379~384.
- Wu Songtao, Zhu Rukai, Cui Jingwei, Mao Zhiguo, Liu Keyu, Wang Xiaoqi. 2020&. Ideas and prospect of porous structure characterization in unconventional reservoirs. *Geological Review*, 66 (Supp. 1): 151~154.
- Xiang Baoli, Liao Jiande, Zhou Ni, Yu Qiling, Ma Wanyun, Gao Xiuwei, Wang Ming. 2013&. Organic geochemical features of permian source rock from Lucaogou Formation in Ji 174 well of Jimsar Depression. *Science Technology and Engineering*, 13(32): 9636~9640.
- Xu Dongjin, Liao Ruiquan, Shi Shanzhi, Cheng Ning, Li Jianmin. 2014&. Research on factory-like volumetric fracturing in horizontal wells for tight oil. *Special Oil and Gas Reservoir*, 21(3): 1~6.
- Xu Lin, Chang Qiusheng, Yang Chengke, Tao Qin'e, Wang Shili, Fei Liying, Xu Shilu. 2019&. Characteristics and oil-bearing capability of shale oil reservoir in the Permian Lucaogou Formation, Jimusaer sag. *Oil & Gas Geology*, 40(3): 535~549.
- Yan Lin, Ran Qiquan, Gao Yang, Chen Fuli, Wang Shaojun, Li Chongfei. 2017&. Characteristics and formation mechanism of dissolved pores in tight oil reservoirs of Lucaogou Formation in Jimsar Sag. *Lithologic Reservoirs*, 29(3): 27~33.
- Yang Zhi, Tang Zhenxing, Li Guohui, Jia Xiyu, Wu Yanxiong, Chen Xuan, Huang Dong, Jiang Tao, Fang Xiang, Wang Lan, Wu Yinye, Wu Songtao, Fu Lei, Li Jiarui, Li Qiyang, Zhao Jiahong, Wang Tianxu. 2021&. Optimization of enrichment plays, evaluation of sweet area & section and application of key technologies for the continental shale strata oil in China. *Acta Geologica Sinica*, 95(8): 2257~2272.
- Zha Ming, Su Yang, Gao Changhai, Qu Jiangxiu, Wang Xulong, Ding Xiujian. 2017&. Tight reservoir space characteristics and controlling factors; An example from Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin, northwest China. *Journal of China University of Mining & Technology*, 46(1): 85~95.
- Zhang Hong, Zhang Shuichang, Liu Shaobo, Hao Jiaqing, Zhao Mengjun, Tian Hua, Jiang Lin. 2014&. A theoretical discussion and case study on the oil-charging throat threshold for tight reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 41(3): 367~374.
- Zhang Yaqi, Ma Shizhong, Gao Yang, Li Yingyan, Zhang Jing, Wang Li, Sun Yu, Xu Fangzhe, Li Hang. 2017&. Depositional facies analysis on tight reservoir of Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 35(2): 358~370.
- Zhao Wenzhi, Hu Suyun, Hou Lianhua. 2018&. Connotation and strategic role of in-situ conversion processing of shale oil underground in the onshore China. *Petroleum Exploration and Development*, 45(4): 537~545.
- Zheng Min, Li Jianzhong, Wang Wenguang, Li Peng, Yang Haibo, Wu Xiaozhi, Yu Jingdu. 2018&. Analysis of oil charging and accumulation processes in tight reservoir beds: A case study of Lucaogou Formation in Jimsar Sag of Junggar Basin, NW China. *Earth Science*, 43(10): 3719~3732.
- Zheng Min, Li Jianzhong, Wu Xiaozhi, Li Peng, Wang Wenguang, Wang Shejiao, Xie Hongbing. 2016&. Physical modeling of oil charging in tight reservoirs: A case study of Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 43(2): 219~227.
- Zhi Dongming, Tang Yong, Yang Zhifeng, Guo Xuguang, Zheng Menglin, Wan Min, Huang Liliang. 2019&. Geological characteristics and accumulation mechanism of continental shale oil in Jimusaer sag, Junggar Basin. *Oil & Gas Geology*, 40(3): 524~534.
- Zou Caineng, Zhu Rukai, Bai Bin, Yang Zhi, Hou Lianhua, Zha Ming, Fu Jinhua, Shao Yu, Liu Keyu, Cao Hong, Yuan Xuanjun, Tao Shizhen, Tang Xiaoming, Wang Lan, Li Tingting. 2015&. Significance, geologic characteristics, resource potential and future challenges of tight oil and shale oil. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 34(1): 3~17.

Microscopic occurrence characteristics and genetic mechanism of shale oil in sweet spot reservoir of the Lucaogou Formation in Jimusaer Sag

LIU Jin^{1,2)}, WANG Jian^{1,2)}, ZHANG Xiaogang²⁾, SHANG Ling²⁾, WANG Guijun²⁾, Aini · Abudureyimu²⁾

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

2) Research Institute of Experiment and Detection, Xinjiang Oilfield Company Petrochina, Karamay, Xinjiang, 834000

Objectives: Jimsar shale oil in Junggar basin is a typical continental shale oil in China. The main purpose of this paper is to study the microscopic occurrence characteristics and genetic mechanism of shale oil in sweet spot reservoir of the Lucaogou Formation in Jimusaer Sag.

Methods: The occurrence characteristics of shale oil in micro-nano pores were studied by FESEM, LSCM, nano CT, NMR and other experimental techniques.

Results: the sweet spot reservoir has a full scale oil bearing characteristics of nanometer-submicron-micron. At the micro-nano scale, oil and water occurred in the form of heavy oil attached to the wall of the pore above 2~5 μm and filled in the pore below 2~5 μm. The intermediate oil occurred in the center of the pore above 2~5 μm, and Pore water content is small, isolated in the center of the pore above 2~5 μm, and is encased by intermediate oil.

Conclusions: The occurrence of shale oil in micro–nano pores is not only controlled by hydrocarbon generation overpressure charging, but also affected by adsorption and multi – stage accumulation. The main reason for hydrocarbon adsorption is the change of pore surface wettability from hydrophilic wettability to lipophilic wettability. The multi–stage accumulation results in the difference of oil quality and high oil saturation in nano–micro pores. The heavy component oil injected into the reservoir by hydrocarbon generation overpressure in the early stage and adsorbs on the pore surface under the oil–wetting condition. As the adsorption layer thickens, the nanoscale pores are gradually filled and the pore water is displaced to the middle of the larger pores. Later mature intermediate component oils are further charged and adjusted in this manner. The research shows that the western part of the depression with large buried depth is the favorable exploration direction. The heavy component oil in the micro–nano pore is the direction of shale oil EOR in the future.

Keywords: microscopic occurrence of shale oil; wettability alternation; genetic mechanism; shale oil; the Lucaogou Formation; Jimsar sag; Junggar basin

Acknowledgements: This study was supported by the National Science and Technology Major Project (No. 2017ZX05001002) and China Petroleum Science and Technology Major Project (No. 2019E–2602)

First author: LIU Jin, male, master, petroleum engineer, mainly working on microanalysis and unconventional oil and gas geology research; Email: 602393581@qq. com

Manuscript received on: 2021-10-25; Accepted on: 2021-12-30; Network published on: 2022-01-20
Doi: 10. 16509/j. georeview. 2022. 01. 071 **Edited by:** LIU Zhiqiang

