

文章编号: 1000-0747(2021)05-0939-11 DOI: 10.11698/PED.2021.05.06

中国典型陆相盆地致密油成储界限与分级评价标准

周能武, 卢双舫, 王民, 黄文彪, 肖佃师, 焦晨雪, 王璟明,
田伟超, 周磊, 陈方文, 刘薇, 汪志璇

(中国石油大学(华东)深层油气重点实验室, 山东青岛 266580)

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX05046-001-005); 国家自然科学基金(41922015)

摘要: 基于松辽盆地地下白垩统泉头组 and 上白垩统青山口组砂岩、准噶尔盆地玛湖地区下三叠统百口泉组砂砾岩和吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组混积岩等中国典型陆相盆地致密储集层微观孔喉表征结果, 利用水膜厚度法、含油产状法、试油产能法、力学平衡法对致密油的理论下限、成藏下限、有效渗流下限和成储上限进行厘定; 采用聚类分析法对比不同致密储集层孔喉结构差异, 确定致密储集层分级界限, 并分析与成储界限之间的关联。结果表明, 致密储集层与常规储集层的分级界限对应物性上限, II类与III类致密储集层的分级界限对应有效渗流下限, III类与IV类致密储集层的成储界限对应成藏下限, 理论下限对应致密储集层和非储集层的界限。分级评价标准实际应用结果显示, 致密油产量受控于致密储集层类型, I类和II类致密储集层是致密油高产的有利层段。图8表3参37

关键词: 致密油; 致密储集层; 成储界限; 分级评价标准; 甜点评价; 松辽盆地; 准噶尔盆地

中图分类号: TE121 文献标识码: A

Limits and grading evaluation criteria of tight oil reservoirs in typical continental basins of China

ZHOU Nengwu, LU Shuangfang, WANG Min, HUANG Wenbiao, XIAO Dianshi, JIAO Chenxue,
WANG Jingming, TIAN Weichao, ZHOU Lei, CHEN Fangwen, LIU Wei, WANG Zhixuan

(Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China)

Abstract: Based on the microscopic pore-throat characterization of typical continental tight reservoirs in China, such as sandstone of Cretaceous Qingshankou and Quantou formations in Songliao Basin, sandy conglomerate of Baikouquan Formation in Mahu area and hybrid rock of Lucaogou Formation in Jimusaer sag of Junggar Basin, the theoretical lower limit, oil accumulation lower limit, effective flow lower limit and the upper limit of tight oil reservoirs were defined by water film thickness method, oil bearing occurrence method, oil testing productivity method and mechanical balance method, respectively. Cluster analysis method was used to compare the differences in pore-throat structure of different tight reservoirs, determine the grading criterion of tight reservoirs, and analyze its correlation with the limit of reservoir formation. The results show that the boundary between tight reservoir and conventional reservoir corresponds to the upper limit of physical properties, the boundary of class II and class III tight reservoirs corresponds to the lower limit of effective flow, the boundary of class III and class IV tight reservoirs corresponds to the lower limit of reservoir forming, and the theoretical lower limit of tight reservoir corresponds to the boundary between tight reservoir and non-reservoir. Finally, the application results of the grading evaluation criterion show that the tight oil productivity is highly controlled by the type of tight reservoir, and class I and class II tight reservoirs are the favorable sections for high production of tight oil.

Key words: tight oil; tight reservoir; reservoir formation limit; grading evaluation standard; sweet spot evaluation; Songliao Basin; Junggar Basin

引用: 周能武, 卢双舫, 王民, 等. 中国典型陆相盆地致密油成储界限与分级评价标准[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(5): 939-949.

ZHOU Nengwu, LU Shuangfang, WANG Min, et al. Limits and grading evaluation criteria of tight oil reservoirs in typical continental basins of China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(5): 939-949.

0 引言

中国致密油有着巨大的勘探开发潜力, 截至2018年底地质资源量为 178.2×10^8 t, 技术可采资源量为

12.34×10^8 t^[1]。虽然不同机构和学者对致密油的定义存在一定差异^[2-3], 但整体来说致密油具有以下特征:

①近源或“源储一体”成藏; ②储集岩物性较差, 油大都赋存在微—纳米级孔隙中; ③无自然产能, 需经

技术改造方能获得工业油流。与常规油依赖于浮力成藏不同,致密油主要依赖于源储压差运聚成藏,因此致密油成藏不仅取决于源岩条件,还受控于储集条件,以及两者在时空上的匹配和分布^[4]。卢双舫等^[4]在对松辽盆地南部致密油研究时已建立了源岩分级评价标准。作为致密油评价的另一重要组成部分,储集层的评价结果直接影响致密油“甜点”目标的甄选,建立致密储集层成储界限及分级评价标准对致密油勘探和开发有着重要的意义。

致密储集层成储上限可以通过力学平衡法确定^[5]。致密储集层成储下限确定方法可以分为3类:①依赖于经验规律的统计方法^[6-11],包括经验统计法、分布函数法、孔-渗交会图法等,该类方法受限于工区资料丰富程度,且界限受控于统计规律,缺少严格的科学依据;②依赖于油水与储集层物性关系的界限厘定,包括含油产状法、试油法等^[8-13];③依赖于流体流动规律确定物性下限,包括最小流动孔喉半径法、充注孔喉下限法、束缚水膜厚度法等^[14-17]。不同方法的原理、适用性、厘定界限的含义均有所不同,把不同方法厘定的界限综合出一个固定的界限,而忽视了不同方法厘定界限在地质意义上的差异性是不科学的。

储集层分级方法也可分为3类:①通过构造相、沉积相、成岩相等叠加划分岩石物理相^[18-21],该方法从成因的角度对储集层质量进行定性评价,难以给出量化的标准;②选取主要参数构建对储集层品质影响较大的系数来建立分级评价标准^[22],该方法可很好地评价靶区储集层差异,但对不同靶区所选取的主控参数存在较大差异,难以进行横向对比;③在微观孔隙结构表征基础上建立储集层分级评价标准^[23-24]。

中国致密油储集层岩性复杂、源储成藏类型多样,需要选取统一的参数进行分级评价,以便对不同致密油区块进行对比研究。同时,需要明确成储界限与分级界限的关系,以了解不同级别致密油储集层的地质意义。鉴于此,本文依据致密储集层物性、孔喉结构、油气显示、产能等资料,采用水膜厚度法厘定理论下限、含油产状法厘定成藏下限、试油产能法厘定有效渗流下限,依据力学平衡法厘定致密储集层上限,结合储集层孔喉结构差异确定致密储集层分级界限,建立致密油储集层成储界限和分级评价标准的研究方法及分级评价标准。

1 典型盆地致密油源储成藏组合类型

中国致密油广泛分布于鄂尔多斯、松辽、准噶尔、

四川、渤海湾、柴达木、江汉、苏北等盆地^[25],主要产于鄂尔多斯盆地三叠系延长组、松辽盆地白垩统泉头组和上白垩统青山口组、准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组和玛湖地区下三叠统百口泉组。致密油储集层岩性复杂,源储成藏组合类型多样。依据源岩和储集层空间匹配关系,致密油成藏组合类型可以分为“源储一体型”、“近源紧邻型”及“远源型”。“源储一体型”以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组混积岩的致密油为典型代表^[26]。“近源紧邻型”广泛分布在鄂尔多斯盆地延长组、松辽盆地泉头组和青山口组、渤海湾盆地晋县凹陷古近系孔店组—沙河街组、苏北盆地古近系阜宁组等,其中以鄂尔多斯盆地延长组^[27]、松辽盆地泉头组^[28-29]和青山口组^[29-30]为典型代表。“远源型”以准噶尔盆地玛湖地区百口泉组为代表^[31]。

2 致密岩石成储界限

致密岩石成储界限包括上限和下限,成储上限是指常规油储集层和致密油储集层的界限,成储下限是指岩石能否作为油的有效储集层的界限。成储下限可进一步划分为理论下限、成藏下限和有效渗流下限。理论下限指油分子理论上(充注动力无限大时)能进入到岩石孔喉中所对应的下限;成藏下限是指在源储压差作用下油充注到致密岩石中对应的储集层下限;有效渗流下限是指在现有工业技术条件下,油能够渗流出岩石孔隙形成有效油气流对应的下限,也有学者称之为有效储集层下限或者工业下限^[32]。

2.1 水膜厚度法求取理论下限

由于原始地层含水,不论致密油成藏时充注压力有多大,岩石表面都会覆盖一层水膜,当水膜厚度和油分子半径之和等于孔喉半径时所对应的理论临界孔喉半径即为理论成储下限^[17]。以松辽盆地青山口组致密储集层为例,利用水膜厚度计算图版(见图1a)求取20 MPa地层压力下水膜厚度为18 nm(见图1b),结合油分子半径(1.3 nm)求得临界孔喉半径为19 nm,进而确定理论渗透率下限为 $0.012 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (见图1c)和理论孔隙度下限为3%(见图1d)。采用水膜厚度法得到中国典型陆相盆地致密油储集层孔隙度理论下限为1%~4%、渗透率理论下限为 $1.2 \times 10^{-7} \mu\text{m}^2 \sim 0.2 \times 10^{-4} \mu\text{m}^2$ (见表1)。其中鄂尔多斯盆地延长组地层压力低,水膜厚度大,对应的理论下限高;而准噶尔盆地芦草沟组的地层压力高,水膜厚度小,对应的理论下限小。

2.2 含油产状法求取成藏下限

岩心的含油性可为储集层是否含油提供直接证

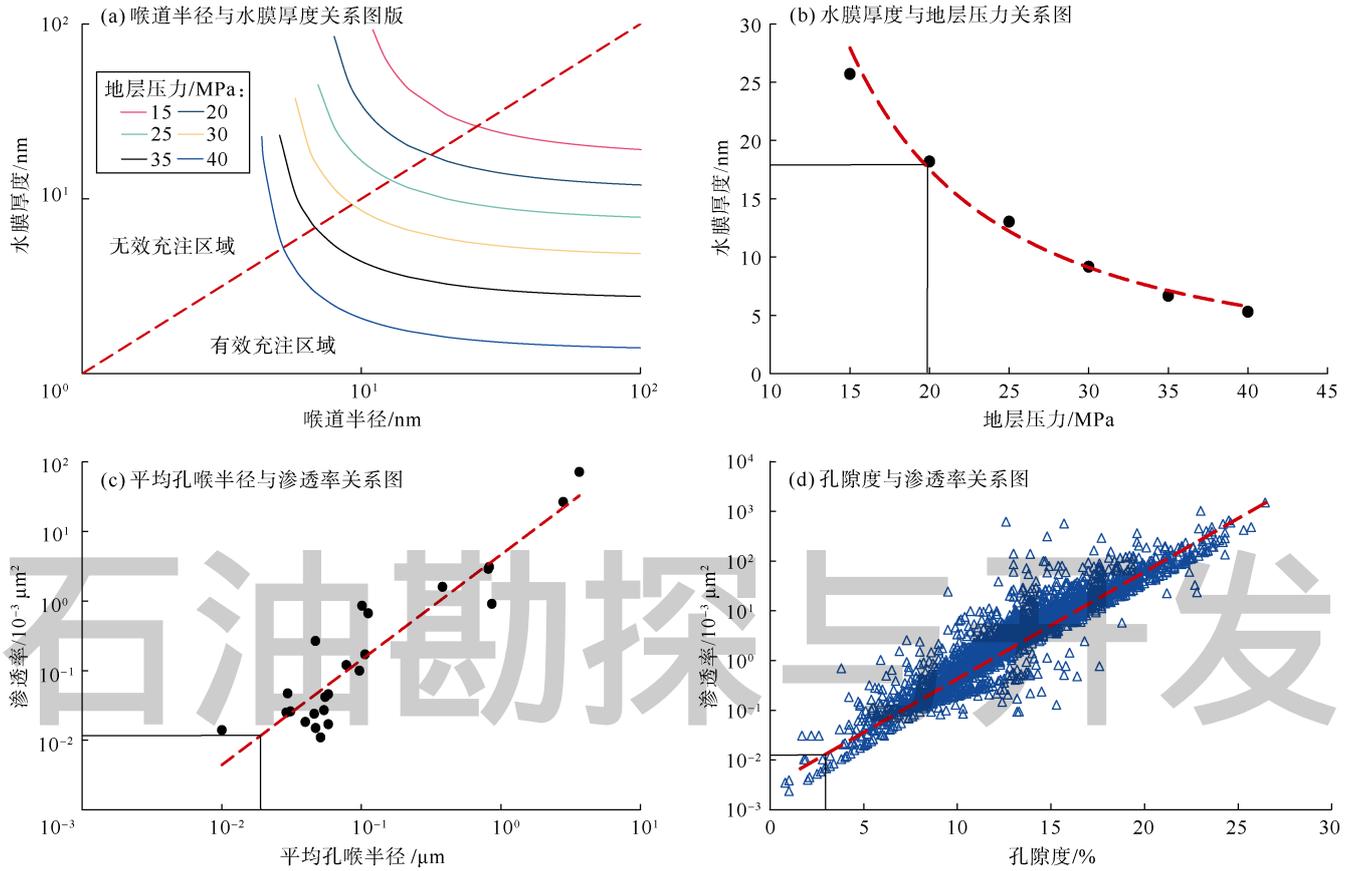


图1 水膜厚度法求取松辽盆地青山口组致密油储集层物性理论下限

表1 中国典型陆相盆地致密油储集层物性理论下限

盆地	系	组	岩性	地层压力/ MPa	界面张力 ^[33] / (mN·m ⁻¹)	润湿角/ (°)	水膜厚度/ nm	孔隙度/ %	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²
松辽盆地北部	上白垩统	青山口组	粉细砂岩	18~22	14.5	40	18	3.00	0.012 00
松辽盆地南部	下白垩统	泉头组	细中砂岩	20~22	13.7	25	19	3.40	0.015 00
渤海湾	古近系	孔店组—沙河街组	砂砾岩	26~35	8.6	27	10	3.29	0.011 00
苏北	古近系	阜宁组	粉砂岩	28~35	8.1	23	9	1.66	0.002 40
鄂尔多斯	三叠系	延长组	砂岩	18~22	14.5	30 ^[34]	19	4.00	0.020 00
准噶尔	二叠系	芦草沟组	混积岩	37~45	3.0	85	5	1.00	0.000 12

据。岩心含油产状包括饱含油、富含油、油浸、油斑、油迹、荧光等，可以通过不同含油产状的岩心物性下限来厘定成藏下限。

利用含油产状法厘定中国典型陆相盆地致密储集层成藏下限（见图2），除准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组混积岩的成藏孔隙度下限为1.0%、渗透率下限为 $1.2 \times 10^{-7} \mu\text{m}^2$ 外，其余地区致密油储集层的成藏孔隙度下限在5.0%左右、渗透率下限在 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右。芦草沟组储集层为“源储一体”的混积岩，生成的油不需运移或近距离运移就可储集，压力衰减慢，充注动力强，因此成藏下限很低，与理论下限接近。而“近源紧邻型”和“远源型”致密油都需要经过一段距离运移充注到储集层中，成藏充注动力小于源岩内部排烃动力，因此成藏下限要高于“源储一体型”致密油

的成藏下限。

2.3 试油产能法求取有效渗流下限

成藏下限解决了油充注到致密储集层下限的问题，但无法解决采出下限的问题。试油产能法依据产量与储集层物性的关系以及油水层与干层物性差异厘定有效渗流界限。结果显示，松辽盆地青山口组和泉头组、苏北盆地阜宁组致密油储集层的有效渗流孔隙度下限分别为8%、9%、8%（见图3a—图3c），有效渗流渗透率下限均为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右（见图3d—图3f）。

有效渗流下限取决于油在岩石基质中的渗流能力。一般而言，相比于“远源型”或者“近源紧邻型”致密油储集层，“源储一体型”的致密/页岩油储集层孔隙结构（孔径大小、连通性）较差，油较难流动，因此有效渗流下限值相对较高，但由于该类储集层更容

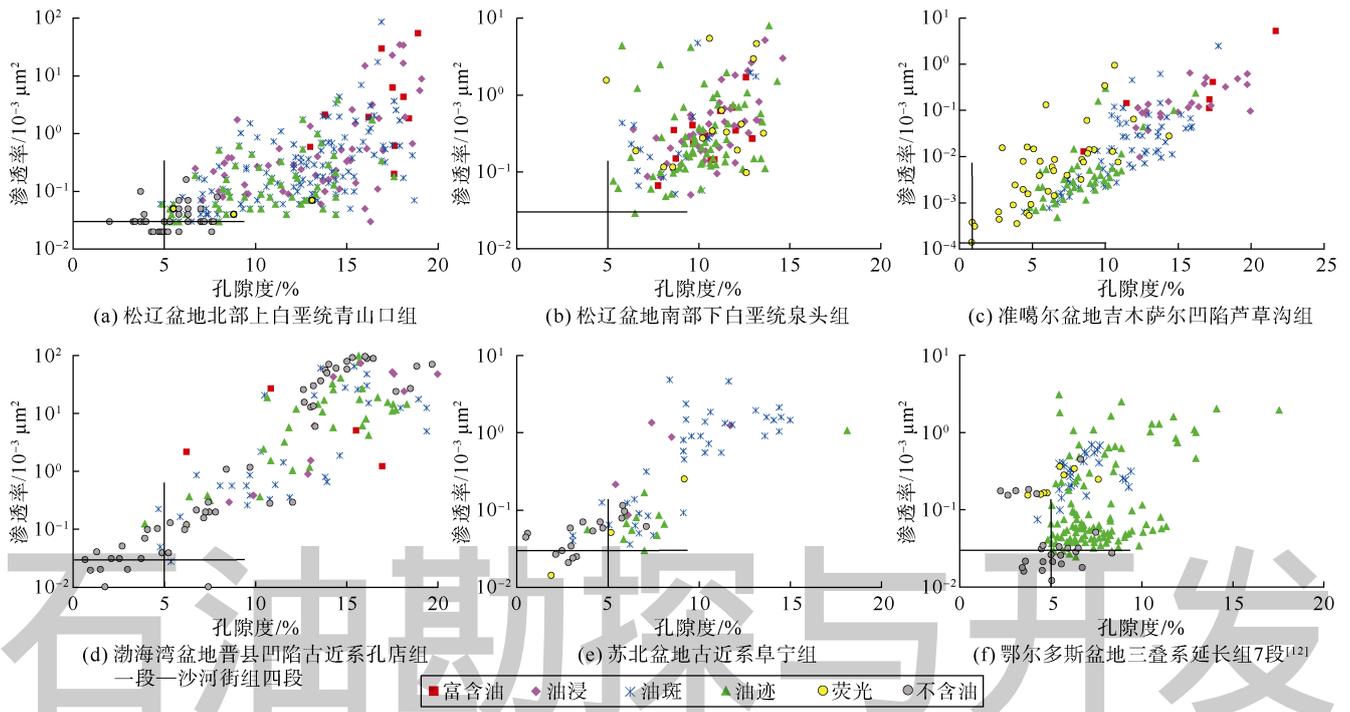


图2 含油产状法求取中国典型陆相盆地致密油储集层成藏物性下限图版

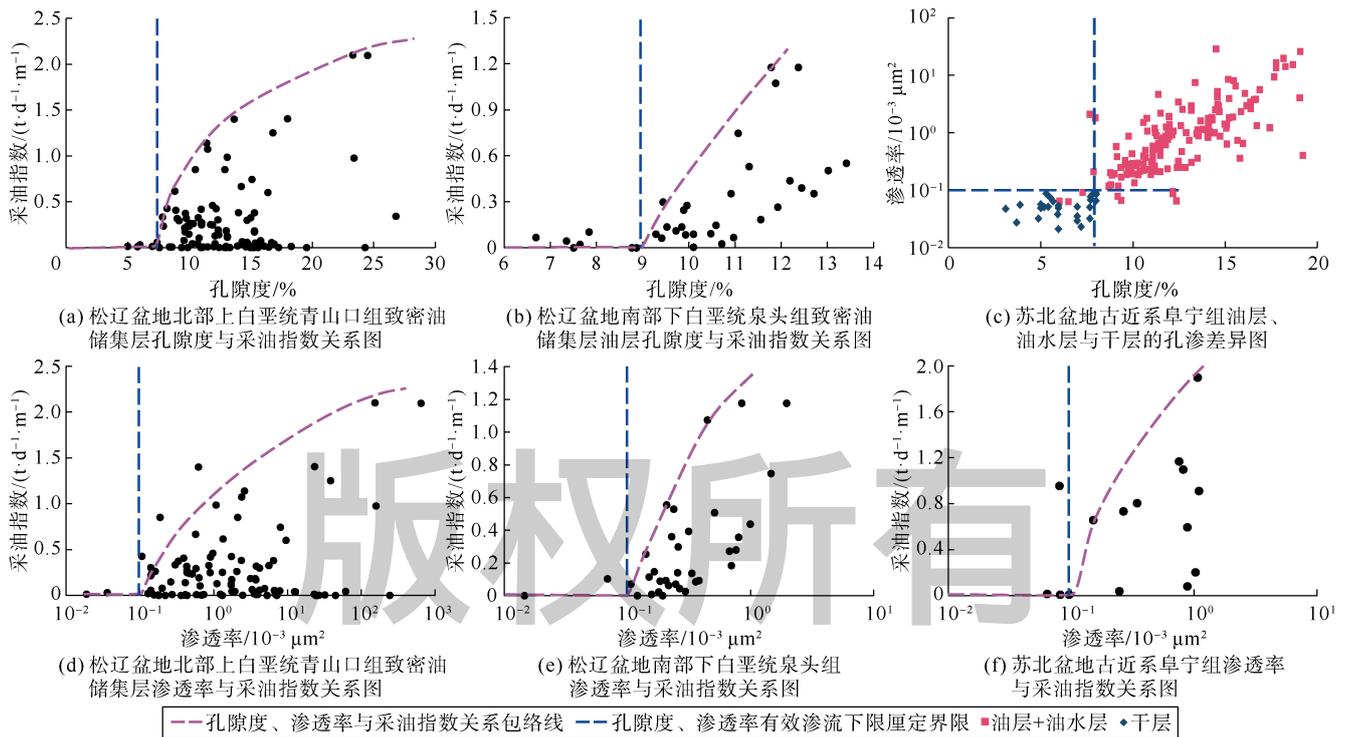


图3 试油产能法求取中国典型陆相盆地致密油储集层有效渗流物性下限图版

易形成超压而增加油的能动性，从而降低了有效渗流下限。相应的增产措施也会降低有效渗流下限。与有效渗流下限相比，工业下限强调现有工艺技术条件下产出具有商业价值油流对应的储集层物性下限^[35]，需要考虑投入成本、市场行情等经济价值因素，因此，

该值一般要高于有效渗流下限。

2.4 力学平衡法求取致密岩石成储上限

成藏动力差异使得致密油与常规油在勘探方式上存在较大区别。常规油藏具有统一的油水界面，勘探方式是寻找圈闭高点；而致密油往往不具有统一的油

水界面，勘探方式是筛选甜点。因此，厘定致密岩石成储上限是区分油藏类型、确定勘探方式的前提。

油在储集层中运移、成藏的过程中，存在地层水与油密度差形成的浮力以及喉道形成的毛细管阻力，当二者相等时，所对应的喉道半径即为形成致密储集层的临界喉道半径上限^[36]。依据力学平衡法求得松辽

盆地泉头组储集层临界喉道半径上限值为 $0.8 \mu\text{m}$ (见图 4a)，再利用该值求得渗透率上限为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (见图 4b)、孔隙度上限值为 12% (见图 4c)。同样利用该方法求取中国典型陆相盆地的致密油储集层孔隙度上限为 11%~12%、渗透率上限为 $(1.0 \sim 1.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (见表 2)。

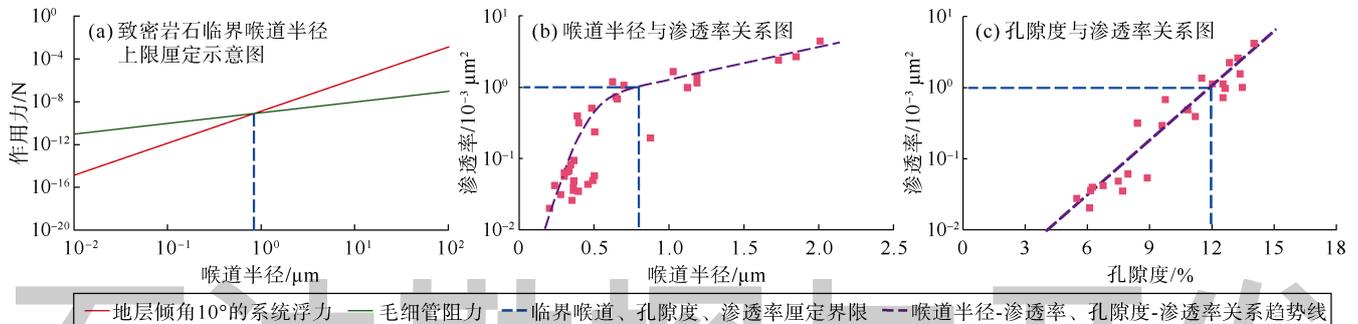


图 4 力学平衡法求取松辽盆地白垩统泉头组致密油储集层成储理论上限

表 2 中国典型陆相盆地致密油储集层成储物性上限汇总表

盆地	地质时代	层位	岩石类型	界面张力/ ($\text{N}\cdot\text{m}^{-1}$)	润湿角/ ($^{\circ}$)	地层倾角/ ($^{\circ}$)	孔喉比	ρ_w 与 ρ_o 之差/ ($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	$r/\mu\text{m}$	孔隙度/ %	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
松辽	下白垩统	泉头组	中细砂	0.014 5	25	10.0	90	0.25	0.80	12	1.0
松辽	上白垩统	青山口组	细粉砂	0.014 5	40	3.1	150	0.14	0.60	12	1.3
渤海湾	古近系	孔店组—沙河街组	砂砾岩	0.001 5	27	12.0	200	0.14	1.50	11	1.0
苏北	古近系	阜宁组	粉砂岩	0.001 5	23	15.0	180	0.14	2.16	12	1.0

注： ρ_w —水密度； ρ_o —油密度； r —临界孔喉半径上限

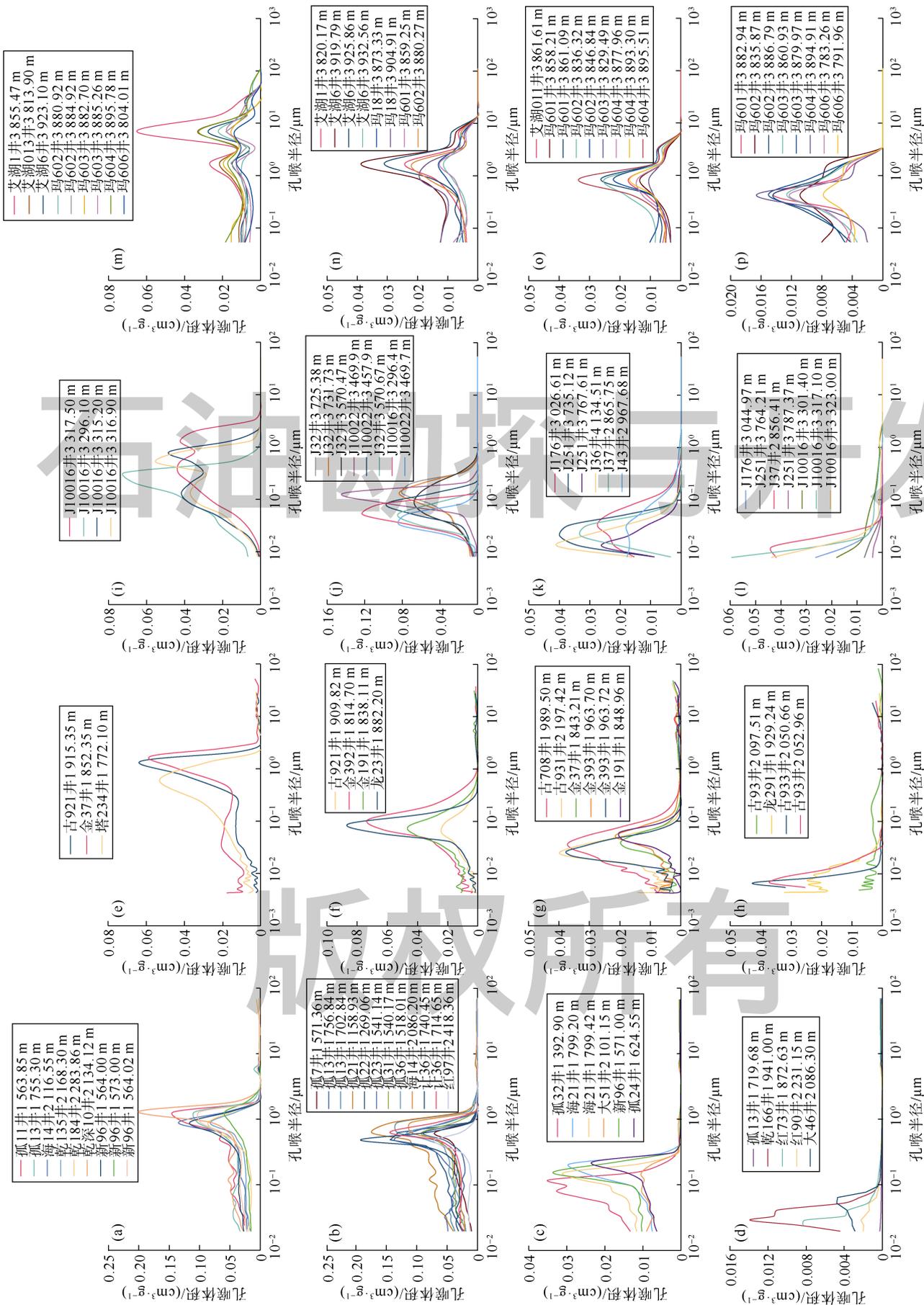
3 致密储集层分级标准及评价

油的富集程度和致密岩石基质内流体的渗流能力是影响致密油有效开发的关键因素^[4]。油的富集程度取决于成藏时的充注动力和岩石的孔喉结构，两者在微观上决定了致密油成藏的临界孔喉半径，即成藏下限，在宏观上表现为岩石的含油量。致密岩石基质内油的渗流能力取决于岩石的孔隙结构和地层超压，在微观上表现为致密岩石中油有效渗流的孔喉半径，即有效渗流下限，在宏观上表现为岩石渗透率。上述两项因素都与致密岩石自身的孔隙结构相关，因此，可依据致密岩石孔隙结构的差异建立一套致密储集层分级评价标准。

依据高压压汞曲线的拐点及其分形特征，参照卢双舫等的页岩油储集层分类方法^[24]，将致密油储集层微观孔喉分为微孔喉、小孔喉、中孔喉、大孔喉，并依据致密油储集层所含不同类型孔喉的数量把中国典型陆相盆地致密储集层划分为 4 类 (见图 5)：I、II、III 和 IV 类致密油储集层，各地区、类型之间的微观孔喉结构特征差异明显。准噶尔盆地玛湖地区百口泉组砂砾岩储集层孔喉半径主峰最大，I—IV 类为 $0.4 \sim 7.0$

μm ；其次为松辽盆地南部泉头组和北部青山口组的致密砂岩储集层，I—III 类分别为 $0.1 \sim 1.0 \mu\text{m}$ 和 $0.03 \sim 1.00 \mu\text{m}$ ，IV 类分别小于 $0.1 \mu\text{m}$ 和 $0.01 \mu\text{m}$ ；吉木萨尔凹陷芦草沟组混积岩储集层孔喉半径主峰最小，I—III 类为 $0.015 \sim 0.800 \mu\text{m}$ ，IV 类均小于 $0.01 \mu\text{m}$ 。然而，依据微观孔隙结构 (孔喉半径) 差异进行的储集层分级评价方法难以推广到实际应用中，需要借助宏观可预测的物性参数 (如孔隙度、渗透率) 进行标准转化。不同孔喉分类的致密油储集层的孔隙度、渗透率有着较大的差异，依据各种孔喉结构致密油储集层类型的孔隙度、渗透率差异，进一步建立致密油储集层的物性分级评价标准图版 (见图 6)，并开展中国典型陆相盆地致密储集层物性分级评价 (见表 3)。以松辽盆地北部青山口组储集层物性分级评价标准的建立为例，孔喉结构分类为 III 类致密储集层，孔隙度普遍小于 5%，渗透率低于 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，而 IV 类致密储集层孔隙度为 5%~8%，渗透率为 $(0.03 \sim 0.20) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，据此，将 III 类与 IV 类致密油储集层的孔隙度和渗透率分级界限定为 5% 和 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

中国典型陆相盆地致密储集层物性分级评价结果显示 (见表 3)，松辽盆地南部泉头组和北部青山口组、



(a) 松辽盆地泉头组 II 类致密储集层; (b) 松辽盆地泉头组 III 类致密储集层; (c) 松辽盆地泉头组 IV 类致密储集层; (d) 松辽盆地青山口组 I 类致密储集层; (e) 松辽盆地青山口组 II 类致密储集层; (f) 松辽盆地青山口组 III 类致密储集层; (g) 松辽盆地青山口组 IV 类致密储集层; (h) 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组 I 类致密储集层; (i) 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组 II 类致密储集层; (j) 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组 III 类致密储集层; (k) 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组 IV 类致密储集层; (l) 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组 I 类致密储集层; (m) 准噶尔盆地玛湖地区百口泉组 I 类致密储集层; (n) 准噶尔盆地玛湖地区百口泉组 II 类致密储集层; (o) 准噶尔盆地玛湖地区百口泉组 III 类致密储集层; (p) 准噶尔盆地玛湖地区百口泉组 IV 类致密储集层

图 5 中国典型陆相盆地致密储集层类型及孔喉结构差异特征

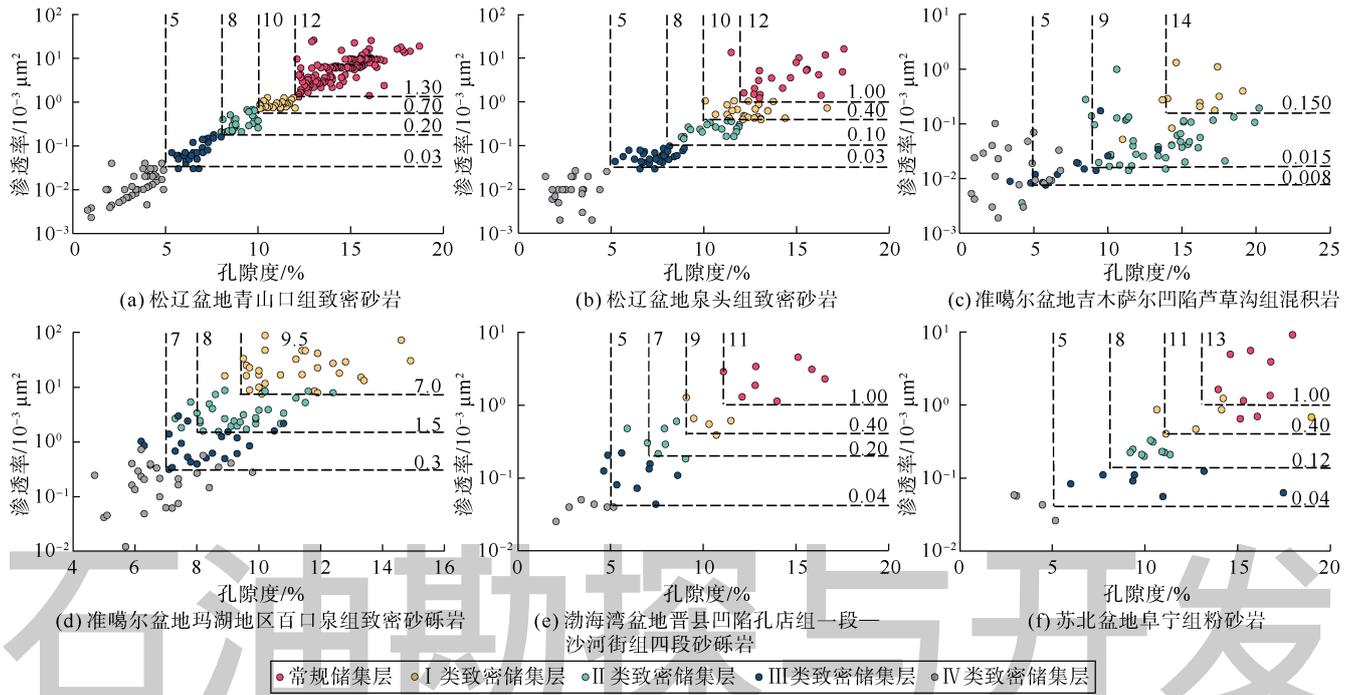


图6 中国典型陆相盆地致密油储集层类型及物性分级图版

表3 中国典型陆相盆地致密油储集层分级评价表

储集层分类	综合界限		松辽盆地青山口组		松辽盆地泉头组		准噶尔盆地芦草沟组		准噶尔盆地百口泉组		渤海湾盆地孔店组—沙河街组		苏北盆地阜宁组		成储界限
	ϕ	K	ϕ	K	ϕ	K	ϕ	K	ϕ	K	ϕ	K	ϕ	K	
常规	>12	>1.00	>12.0	>1.300	>12.0	>1.000					>11.00	>1.000	>13.00	>1.00	物性上限
I类	9~12	0.50~1.00	10.0~12.0	0.700~1.300	10.0~12.0	0.400~1.000	>14.0	>0.150	>9.5	>7.0	9.00~11.00	0.400~1.000	11.00~13.00	0.400~1.000	有效渗流
II类	7~9	0.10~0.50	8.0~10.0	0.200~0.700	8.0~10.0	0.100~0.400	9.0~14.0	0.015~0.150	8.0~9.0	1.5~7.0	7.00~9.00	0.200~0.400	8.00~11.00	0.120~0.400	下限
III类	5~7	0.03~0.10	5.0~8.0	0.030~0.200	5.0~8.0	0.030~0.100	5.0~9.0	0.008~0.015	7.0~8.0	0.3~1.5	5.00~7.00	0.040~0.200	5.00~8.00	0.040~0.120	成藏下限
IV类	3~5	0.01~0.03	3.0~5.0	0.012~0.030	3.4~5.0	0.015~0.030	1.0~5.0	0.000~0.008	12~<7.0	<0.3	3.29~5.00	0.011~0.040	1.66~5.00	0.002~0.120	
非储集层	<3	<0.01	<3.0	<0.012	<3.4	<0.015	<1.0	<0.000	12		<3.29	<0.011	<1.66	<0.002	理论下限

注： ϕ —孔隙度，%；K—渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$

渤海湾盆地晋县凹陷孔店组一段—沙河街组四段、苏北盆地阜宁组的砂岩分级界限相近，与准噶尔盆地玛湖地区百口泉组致密砂砾岩和吉木萨尔凹陷芦草沟组混积岩的分级评价结果明显不同。玛湖地区百口泉组砂砾岩渗透率分级界限高于其他地区，是由于砂砾岩储集层取出后由于应力的释放会形成大量粒源缝，导致其测试渗透率偏高；而吉木萨尔凹陷芦草沟组混积岩渗透率分级界限低于其他地区是由于混积岩沉积颗粒较小，因而渗透率较砂岩储集层要低。除此之外，分级评价的结果与成储界限能够很好地匹配。致密储集层与常规储集层的分级界限对应物性上限，II类和III类致密储集层的分级界限对应有效渗流下限，III类和IV类致密储集层的界限对应成藏下限，理论下限对应致密储集层和非储集层的界限。

前述致密储集层物性分级评价标准需要结合测井资料才能更好地应用于实际。一方面可以通过测井资料进行储集层物性的预测；另一方面可以通过测井数据与所建立的分级评价标准之间的关系建立测井数据分级评价标准。

经统计分析发现，松辽盆地北部青山口组高台子油层的声波与声波/密度的交汇图可以较好地致密储集层进行分类，据此厘定不同级别储集层的测井响应参数界限值，实现不同级别致密储集层的识别与分类（见图7）。

以致密油重点勘探井塔234井为例，采用测井分级标准对储集层进行分级，结果显示综合解释结论为差油层的1760.0~1769.6 m层段粉砂岩储集层为II类致密储集层；而综合解释结论为油层的1770.6~1774.0 m层段粉砂岩储集层为I类致密储集层。对这2

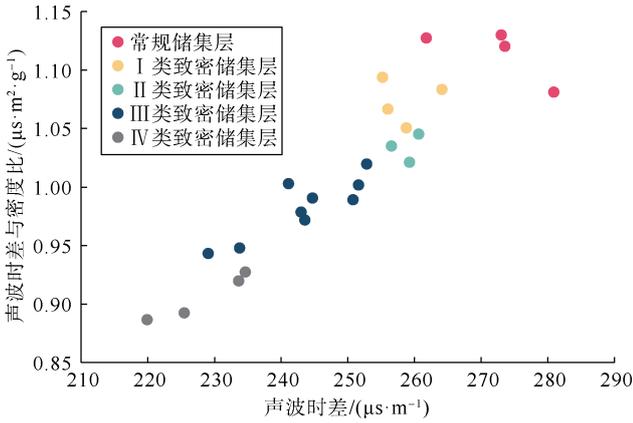


图7 松辽盆地青山口组高台子油层测井储集层分类标准

个层段进行联合压裂后获得 7 t/d 的产油量 (见图 8a)。

准噶尔盆地玛湖地区风南 4 井区下三叠统百口泉组致密砂砾岩储集层采用单一测井响应建立的孔隙度

评价模型效果不理想, 因此, 采取多测井响应回归建立评价模型以提高孔隙度测井评价精度^[37]。以风南 401 井为例进行单井储集层类型划分, 结果显示百口泉组砾岩储集层主体为 II 类, 夹薄层 I 类、III 类、IV 类。百三段上部 2 516~2 520 m、中部 2 528~2 532 m、下部 2 537.0~2 545.5 m 等层段均为 II 类致密储集层, 联合压裂后获得 4 t/d 的产能, 试油结论为油层; 百二段上部 2 561~2 563 m 以 I 类致密储集层为主, 夹薄层 III 类致密储集层, 下部 2 566~2 671 m 为 II 类致密储集层, 联合压裂后获得 9.95 t/d 的产能, 试油结论为油层; 百一段 2 611~2 620 m 以 II 类致密储集层为主, 夹薄层 III 类致密储集层, 压裂后获得 1.77 t/d 的产能, 试油结论为含油水层。不同层段试油产能对比结果显示, 分级为优质储集层的试油产能较高 (见图 8b)。

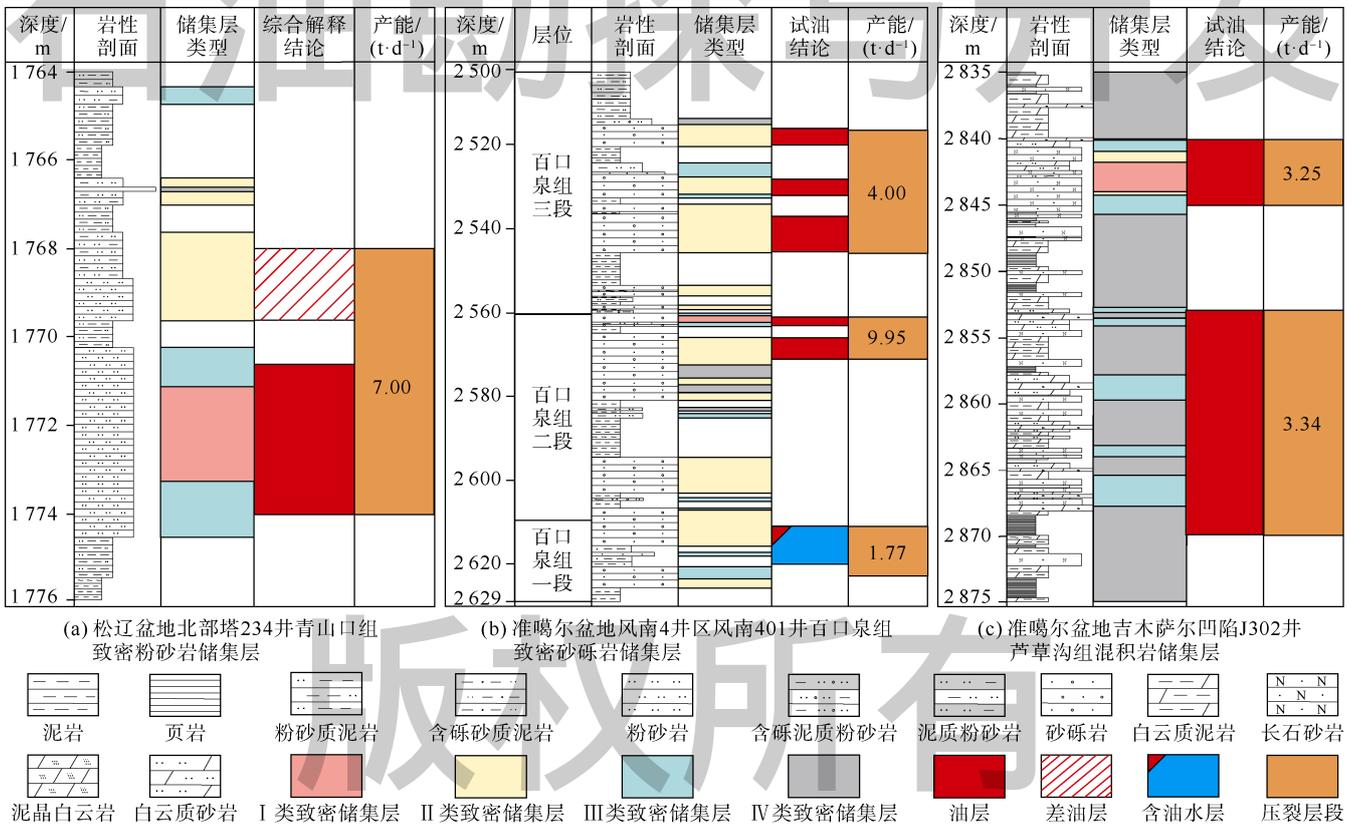


图8 不同类型致密储集层分类评价与试油产能的关系

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组混积岩储集层岩性复杂, 单一的测井曲线与孔隙度关系不明显, 但不同岩性储集层的密度测井曲线与孔隙度有着较好的对应关系; 因此, 储集层分级评价首先要进行不同岩性的区分, 进而预测不同岩性储集层物性。储集层分级评价识别结果显示 J302 井上部 2 840~2 845 m 层段 (厚度 5 m) 以 I 类致密储集层为主, 其次为 II 类和 III

类, 而下部 2 853~2 870 m 层段 (厚度 17 m) 以 III 类、IV 类储集层为主。二者储集层厚度相差较大, 但上部压裂产能 (3.25 t/d) 与下部压裂产能 (3.34 t/d) 相当, 且试油结论均为油层, 表明储集层分级越好, 单位厚度的产能越高 (见图 8c)。

不同岩性致密油储集层的分级评价结果与试油产能的关系显示储集层分级评价能够很好地指导致密油

的勘探。但需要说明的是，分级评价为优质的储集层段并不总对应着致密油高产层段。致密油产量还受控于储集层的含油饱和度以及工程条件，但在致密油储集层开发的过程中，厘定成储界限、确定储集层分级标准、筛选优质储集层是致密油成功开发的前提基础。

4 结论

中国典型陆相盆地致密油储集层理论孔隙度下限范围为1%~4%、渗透率下限范围为 $1.2 \times 10^{-7} \sim 0.2 \times 10^{-4} \mu\text{m}^2$ ；成藏孔隙度下限范围为1%~5%，渗透率下限范围为 $1.2 \times 10^{-7} \sim 0.3 \times 10^{-4} \mu\text{m}^2$ ；有效渗流孔隙度下限为8%~9%，渗透率下限在 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右。致密岩石孔隙度上限为11%~12%、渗透率上限为 $(1.0 \sim 1.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。“源储一体型”致密油理论下限与成藏下限相近，“近源紧邻型”与“远源型”致密油储集层理论下限均小于其成藏下限。

依据储集层孔隙结构差异，对中国典型陆相盆地致密油储集层进行分级评价，并厘清成储界限内涵及其与分级评价标准的关系。致密储集层与常规储集层的分级界限对应物性上限，II类与III类致密储集层的分级界限对应有效渗流下限，III类与IV类致密储集层的界限对应成藏下限，而理论下限对应致密储集层和非储集层的界限。

松辽盆地青山口组致密粉砂岩储集层、准噶尔盆地玛湖地区百口泉组致密砂砾岩及吉木萨尔凹陷芦草沟组混积岩的实际应用结果显示，I类、II类致密储集层是致密油高产的有利层段。

致谢：感谢中国石油勘探开发研究院胡素云、陶士振、白斌，大庆油田张威、潘坚，吉林油田邵明礼，新疆油田高阳等专家给予的帮助。

参考文献：

- [1] 李国欣, 朱如凯. 中国石油非常规油气发展现状、挑战与关注问题[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2): 1-13.
LI Guoxin, ZHU Rukai. Progress, challenges and key issues of unconventional oil and gas development of CNPC[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 1-13.
- [2] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 343-350.
JIA Chengzao, ZOU Caineng, LI Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343-350.
- [3] 赵政璋, 杜金虎, 邹才能, 等. 大油气区地质勘探理论及意义[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(5): 513-522.
ZHAO Zhengzhang, DU Jinhui, ZOU Caineng, et al. Geological exploration theory for large oil and gas provinces and its significance[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(5): 513-522.
- [4] 卢双舫, 黄文彪, 李文浩, 等. 松辽盆地南部致密油源岩下限与分级评价标准[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(3): 473-480.
LU Shuangfang, HUANG Wenbiao, LI Wenhao, et al. Lower limits and grading evaluation criteria of tight oil source rocks of southern Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(3): 473-480.
- [5] 侯启军, 赵占银, 黄志龙. 松辽盆地深盆油成藏门限及勘探潜力[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(5): 523-529.
HOU Qijun, ZHAO Zhanyin, HUANG Zhilong. Accumulation threshold and exploration potential of deep basin oil in the Songliao Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(5): 523-529.
- [6] 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.
LU Zhiyong, HAN Xuehui, ZHANG Xin, et al. Research status and outlook for methods of determining petrophysical property cutoffs[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, 40(5): 32-42.
- [7] 张以明, 付小东, 郭永军, 等. 二连盆地阿南凹陷白垩系腾一下段致密油有效储层物性下限研究[J]. 石油实验地质, 2016, 38(4): 551-558.
ZHANG Yimin, FU Xiaodong, GUO Yongjun, et al. Petrophysical property limits of effective tight oil reservoirs in the lower part of the first member of Cretaceous Tengger Formation, A'nian Sag, Erlian Basin, North China[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2016, 38(4): 551-558.
- [8] 黎菁, 杨勇, 王少飞, 等. 苏里格气田东区致密砂岩储层物性下限值的确定[J]. 特种油气藏, 2011, 18(6): 52-56.
LI Jing, YANG Yong, WANG Shaofei, et al. Determination of the lower limits of the physical properties of consolidated sandstone reservoirs in eastern Sulige gas field[J]. Special Oil and Gas Reservoir, 2011, 18(6): 52-56.
- [9] 焦翠华, 夏冬冬, 王军, 等. 特低渗砂岩储层物性下限确定方法: 以永进油田西山窑组储集层为例[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(3): 379-383.
JIAO Cuihua, XIA Dongdong, WANG Jun, et al. Methods for determining the petrophysical property cutoffs of extra low porosity and permeability sandstone reservoir[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(3): 379-383.
- [10] 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): 35-38.
CUI Yufeng, WANG Guiwen, SUN Yanhui, et al. Methods of cutoff determination and applicability analysis in low porosity and low permeability reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016, 38(6): 35-38.
- [11] 刘之的, 石玉江, 周金昱, 等. 有效储层物性下限确定方法综述及适用性分析[J]. 地球物理学进展, 2018, 33(3): 1102-1109.
LIU Zhidi, SHI Yujiang, ZHOU Jinyu, et al. Review and applicability analysis of determining methods for the lower limit of physical properties of effective reservoirs[J]. Progress in Geophysics, 2018, 33(3): 1102-1109.
- [12] 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.
ZHANG Fengqi, ZHONG Hongli, WEI Dengfeng, et al. Lower limits of porosity and permeability for tight oil accumulations in the Chang 7 Member, southeastern Shanbei Slope, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(2): 232-240.

- [13] 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.
WANG Yanquan, BIAN Weihua, LIU Baohong, et al. Evaluation criterion and cut-off value of igneous rock reservoirs in Liaohe Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, 40(2): 13-22.
- [14] 张洪, 张水昌, 柳少波, 等. 致密油充注孔喉下限的理论探讨及实例分析[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 367-374.
ZHANG Hong, ZHANG Shuichang, LIU Shaobo, et al. A theoretical discussion and case study on the oil-charging throat threshold for tight reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 367-374.
- [15] 公言杰, 柳少波, 朱如凯, 等. 致密油流动孔隙度下限: 高压压汞技术在松辽盆地南部白垩系泉四段的应用[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(5): 681-688.
GONG Yanjie, LIU Shaobo, ZHU Rukai, et al. Low limit of tight oil flowing porosity: Application of high-pressure mercury intrusion in the fourth Member of Cretaceous Quantou Formation in southern Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(5): 681-688.
- [16] 程付启, 宋国奇, 刘雅利, 等. 连续型油气藏聚集与形成机理: 以渤南洼陷中心区沙河街组四段上亚段为例[J]. 石油学报, 2015, 36(11): 1349-1357.
CHENG Fuqi, SONG Guoqi, LIU Yali, et al. Accumulation and formation mechanism of continuous hydrocarbon reservoir: A case of upper member 4 of Shahejie Formation, central Bonan sub-sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(11): 1349-1357.
- [17] 王伟明, 卢双舫, 田伟超, 等. 吸附水膜厚度确定致密油储层物性下限新方法: 以辽河油田大民屯凹陷为例[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 135-140.
WANG Weiming, LU Shuangfang, TIAN Weichao, et al. A new method to determine porosity and permeability cutoffs of tight oil reservoirs by using thickness of adsorption water film: A case study from the Damintun Sag, Liaohe Oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1): 135-140.
- [18] 杨宁, 王贵文, 赖锦, 等. 岩石物理相的控制因素及其定量表征方法研究[J]. 地质评论, 2013, 59(3): 563-574.
YANG Ning, WANG Guiwen, LAI Jin, et al. Researches of the control factors and the quantitatively characterization method of reservoir petrophysical facies[J]. Geological Review, 2013, 59(3): 563-574.
- [19] 曾小明, 张辉, 邹明生, 等. 基于岩石物理相的储集层分类评价: 以北部湾盆地乌石凹陷东区始新统流沙港组三段 II 油组为例[J]. 古地理学报, 2017, 19(4): 703-712.
ZENG Xiaoming, ZHANG Hui, ZOU Mingsheng, et al. Reservoir classification and evaluation based on petrophysical facies: A case study on the pay set II in Member 3 of Eocene Liushagang Formation in eastern Wushi sag, Beibu Wan Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2017, 19(4): 703-712.
- [20] 赖锦, 王贵文, 陈敏, 等. 基于岩石物理相的储集层孔隙结构分类评价: 以鄂尔多斯盆地姬塬地区长 8 油层组为例[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(5): 566-573.
LAI Jin, WANG Guiwen, CHEN Min, et al. Pore structures evaluation of low permeability clastic reservoirs based on petrophysical facies: A case study on Chang 8 reservoir in the Jiyuan region, Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(5): 566-573.
- [21] 刘君龙, 刘忠群, 肖开华, 等. 四川盆地新场地区三叠系须家河组二段致密砂岩有利岩石相表征及油气地质意义[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(6): 1111-1121.
LIU Junlong, LIU Zhongqun, XIAO Kaihua, et al. Characterization of favorable lithofacies in tight sandstone reservoirs and its significance for gas exploration and exploitation: A case study of the 2nd Member of Triassic Xujiahe Formation in the Xinchang area, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(6): 1111-1121.
- [22] 张仲宏, 杨正明, 刘先贵, 等. 低渗透油藏储层分级评价方法及应用[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 437-441.
ZHANG Zhonghong, YANG Zhengming, LIU Xiangui, et al. A grading evaluation method for low-permeability reservoirs and its application[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 437-441.
- [23] 王永诗, 高阳, 方正伟. 济阳拗陷古近系致密储集层孔喉结构特征与分类评价[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(2): 266-278.
WANG Yongshi, GAO Yang, FANG Zhengwei. Pore throat structure and classification of Paleogene tight reservoirs in Jiyang depression, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(2): 266-278.
- [24] 卢双舫, 李俊乾, 张鹏飞, 等. 页岩油储集层微观孔喉分类与分级评价[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 436-444.
LU Shuangfang, LI Junqian, ZHANG Pengfei, et al. Classification of microscopic pore-throats and the grading evaluation on shale oil reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 436-444.
- [25] 赵文智, 胡素云, 侯连华, 等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 1-10.
ZHAO Wenzhi, HU Suyun, HOU Lianhua, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 1-10.
- [26] 邱振, 施振生, 董大忠, 等. 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[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 928-939.
QIU Zhen, SHI Zhensheng, DONG Dazhong, et al. 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[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6): 928-939.
- [27] 姚泾利, 邓秀芹, 赵彦德, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密油特征[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(2): 150-158.
YAO Jingli, DENG Xiuqin, ZHAO Yande, et al. Characteristics of tight oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 150-158.
- [28] 柳波, 孙嘉慧, 张永清, 等. 松辽盆地长岭凹陷白垩系青山口组一段页岩油储集空间类型与富集模式[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 521-535.
LIU Bo, SUN Jiahui, ZHANG Yongqing, et al. Reservoir space and enrichment model of shale oil in the first member of Cretaceous Qingshankou Formation in the Changling Sag, southern Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 521-535.
- [29] 冯军, 张博为, 冯子辉, 等. 松辽盆地北部致密砂岩储集层原油可动性影响因素[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(2): 312-321.
FENG Jun, ZHANG Bowei, FENG Zihui, et al. Crude oil mobility and its controlling factors in tight sand reservoirs in northern Songliao Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(2): 312-321.

- [30] 王玉华, 蒙启安, 梁江平, 等. 松辽盆地北部致密油勘探[J]. 中国石油勘探, 2015, 20(4): 44-53.
WANG Yuhua, MENG Qi'an, LIANG Jiangping, et al. Tight oil exploration in Northern Songliao Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2015, 20(4): 44-53.
- [31] 李军, 唐勇, 吴涛, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷砾岩大区超压成因及其油气成藏效应[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(4): 679-690.
LI Jun, TANG Yong, WU Tao, et al. Overpressure origin and its effects on petroleum accumulation in the conglomerate oil province in Mahu Sag, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(4): 679-690.
- [32] 戴金星, 裴锡古, 戚厚发, 等. 中国天然气地质学: 卷二[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996: 66-73.
DAI Jinxing, PEI Xigu, QI Houfa, et al. Natural gas geology in China: Vol. 2[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996: 66-73.
- [33] 包茨. 天然气地质学[M]. 北京: 科学出版社, 1988.
BAO Ci. Natural gas geology[M]. Beijing: Science Press, 1988.
- [34] 张永超. 致密砂岩中的润湿性及其对石油运移和聚集的影响研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019.
ZHANG Yongchao. The wettability in tight sandstone formations and its effects on oil migration and accumulation[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2019.
- [35] 曹青, 赵靖舟, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地东部致密砂岩气成藏物性界限的确定[J]. 石油学报, 2013, 34(6): 1040-1048.
CAO Qing, ZHAO Jingzhou, LIU Xinshe, et al. Determination of petrophysical property limits for the gas accumulation in tight sandstone reservoirs in the eastern Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sincia, 2013, 34(6): 1040-1048.
- [36] 周磊, 王永诗, 于雯泉, 等. 基于物性上、下限计算的致密砂岩储层分级评价: 以苏北盆地高邮凹陷阜宁组一段致密砂岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1308-1316.
ZHOU Lei, WANG Yongshi, YU Wenquan, et al. Classification assessment of tight sandstone reservoir based on calculation of lower and upper limits of physical properties: A case study of the tight sandstone reservoir in the 1st member of Funing Formation in Gaoyun Sag, North Jiangsu Basin[J]. Oil and Gas Geology, 2019, 40(6): 1308-1316.
- [37] 焦晨雪, 王民, 高阳, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风南4井区百口泉组砾岩致密油藏地质“甜点”测井评价[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2020, 51(1): 112-125.
JIAO Chenxue, WANG Min, GAO Yang, et al. Geological “sweet spots” log evaluation of conglomerate tight reservoir of Baikouquan Formation in Fengnan 4 play, Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2020, 51(1): 112-125.

第一作者简介: 周能武(1993-), 男, 湖北孝感人, 博士, 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院在读博士, 主要从事非常规油气地质研究。地址: 山东省青岛市西海岸新区长江西路66号, 中国石油大学(华东)非常规油气研究中心, 邮政编码: 266580。E-mail: B18010019@upc.edu.cn

联系作者简介: 卢双舫(1962-), 男, 湖北天门人, 博士, 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院教授, 主要从事油气地质和地球化学方面的研究。地址: 山东省青岛市西海岸新区长江西路66号, 中国石油大学(华东)非常规油气研究中心, 邮政编码: 266580。E-mail: lushuangfang@upc.edu.cn

收稿日期: 2021-01-09 修回日期: 2021-07-20

(编辑 王晖)

(上接第915页)

- [33] 刘娜, 吴克强, 刘立, 等. 莺歌海盆地乐东区片钠铝石特征及其对浅层CO₂充注的指示[J]. 地球科学, 2019, 44(8): 2695-2703.
LIU Na, WU Keqiang, LIU Li, et al. Dawsonite characteristics and its implications on the CO₂ in Yinggehai Huangliu Formation of Ledong area, Yinggehai Basin[J]. Earth Science, 2019, 44(8): 2695-2703.
- [34] 黄志龙, 朱建成, 马剑, 等. 莺歌海盆地东方区高温高压带黄流组储层特征及高孔低渗成因[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(2): 287-296.
HUANG Zhilong, ZHU Jiancheng, MA Jian, et al. Characteristics and genesis of high-porosity and low-permeability reservoirs in the Huangliu Formation of high temperature and high pressure zone in Dongfang area, Yinggehai Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(2): 287-296.
- [35] 孟元林, 李斌, 王志国, 等. 黄骅拗陷中区超压对有机酸生成和溶解作用的抑制[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(1): 40-43.
MENG Yuanlin, LI Bin, WANG Zhiguo, et al. Overpressure retardation of organic acid generation and clastic reservoirs dissolution in central Huanghua Depression[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(1): 40-43.
- [36] 郇金来, 漆智, 杨朝强, 等. 莺歌海盆地东方区黄流组一段储层成岩作用机理及孔隙演化[J]. 地质科技情报, 2016, 35(1): 87-93.
HUAN Jinlai, QI Zhi, YANG Chaoqiang, et al. Diagenesis mechanism and porosity evolution of the first member of Huangliu Formation reservoirs in Dongfang area, Yinggehai Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2016, 35(1): 87-93.
- [37] 高煜婷. 莺歌海盆地成岩作用研究与孔隙演化[D]. 大庆: 东北石油大学, 2011.
GAO Yuting. Diagenesis and pore evolution in Yinggehai Basin[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2011.
- [38] 冯冲, 黄志龙, 童传新, 等. 莺歌海盆地地层压力演化特征及其与天然气运聚成藏的关系[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2013, 43(5): 1341-1350.
FENG Chong, HUANG Zhilong, TONG Chuanxin, et al. Overpressure evolution and its relationship with migration and accumulation of gas in Yinggehai Basin[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2013, 43(5): 1341-1350.

第一作者简介: 范彩伟(1973-), 男, 浙江金华人, 硕士, 中海石油(中国)有限公司湛江分公司教授级高级工程师, 主要从事南海北部油气地质勘探研究。地址: 广东省湛江市, 中海石油(中国)有限公司湛江分公司研究院, 邮政编码: 524057。E-mail: fancw@cnooc.com.cn

联系作者简介: 罗静兰(1957-), 女, 甘肃榆中人, 硕士, 西北大学教授, 主要从事碎屑岩储集层沉积学和成岩作用以及火山岩岩相学、储集层地质学方面的教学与研究。地址: 陕西省西安市碑林区太白北路229号, 西北大学地质学系, 邮政编码: 710069。E-mail: jlluo@nwnu.edu.cn

收稿日期: 2021-01-07 修回日期: 2021-08-25

(编辑 黄昌武)