

渤海湾盆地冀中坳陷饶阳凹陷沙一下亚段 页岩油可动量评价

陈方文^{1,2}, 赵红琴^{1,2}, 王淑萍³, 卢双舫^{1,2}, 王 民^{1,2}, 丁 雪^{1,2}

[1. 中国石油大学(华东) 深层油气重点实验室, 山东 青岛 266580; 2. 中国石油大学(华东) 地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580; 3. 中国石油大学(华东) 石油工业训练中心, 山东 青岛 266580]

摘要:以渤海湾盆地冀中坳陷饶阳凹陷沙一下亚段页岩油储层为例,对不同埋深层状和块状泥页岩储层岩心样品开展有机碳、热解和孔隙度等实验分析,结合研究层段测井曲线,弄清储层岩石压缩系数、原油压缩系数、地层水压缩系数和原始含油饱和度随深度的变化特征,确定块状和层状泥页岩储层最大天然可动油量随深度的变化特征。研究表明:除了在2 500 m未熟油阶段有一段高值区之外,沙一下亚段块状和层状泥页岩储层中弹性驱可动油量和溶解气驱可动油量均随深度增加而增大。块状储层弹性驱可动油率明显大于层状样品,其溶解气驱可动油率略小于层状储层。但单位体积块状泥页岩储层弹性驱可动油量、溶解气驱可动油量分别略小于和明显小于层状样品。块状和层状泥页岩储层弹性驱可动油量平均值分别为 $0.13 \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ 和 $0.14 \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$,溶解气驱可动油量平均值分别为 $0.56 \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ 和 $1.27 \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ 。

关键词:弹性驱;溶解气驱;可动油量;泥页岩储层;页岩油;沙一下亚段;饶阳凹陷;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Evaluation of movable shale oil reserves in the Es^{1L} of the Raoyang sag, Jizhong Depression

Chen Fangwen^{1,2}, Zhao Hongqin^{1,2}, Wang Shuping³, Lu Shuangfang^{1,2}, Wang Min^{1,2}, Ding Xue^{1,2}

[1. Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China;
2. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China;
3. Oil Industry Training Center, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China]

Abstract: The Es^{1L} shale oil reservoir in the Raoyang sag, Jizhong Depression, was studied to measure the reservoir rock, crude oil and formation water compressibilities as well as original oil saturation variation with depth, which enable the determination of the variation of the maximum movable oil reserves in massive and laminated shale core samples from different burial depth. These shale core samples were analyzed in terms of organic carbon content (TOC), Rock-Eval and porosity according to the well logging plot for the studied horizons. The results show that the movable oil reserves of natural depletion and dissolution gas drive increase with increasing burial depth both in massive and laminated shale reservoirs in Es^{1L}, except for a sweet spot area located at a burial depth of 2 500 m at the immature production stage. Under natural depletion conditions, the movable oil ratio in massive reservoirs is markedly larger than that in laminated reservoirs, while slightly smaller under solution gas drive conditions. The movable reserves in per unit volume of massive shale oil reservoirs are slightly and obviously smaller than those in laminated shale oil reservoirs under natural depletion and dissolution gas drive respectively. The average movable reserves under natural depletion are $0.13 \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ and $0.14 \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$, and those under dissolution gas drive are $0.56 \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ and $1.27 \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ in massive and laminated shale reservoirs respectively.

Key words: depletion drive, dissolution gas drive, movable oil reserve, shale reservoir, shale oil, Es^{1L}, Raoyang sag, Bohai Bay Basin

收稿日期:2018-11-26;修订日期:2019-02-16。

第一作者简介:陈方文(1984—),男,博士、讲师,矿产普查与勘探。E-mail: chenfw@upc.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(41530315,41330313);山东省自然科学基金项目(ZR201807060444);中央高校基本科研业务费专项(18CX02071A)。

受北美页岩油经济开采的启示,中国从2010年以来大力开展页岩油勘探工作,中国石油和中国石化均开展了页岩油资源量评价和钻井勘探,研究揭示中国拥有海量的页岩油储量,初步预测可采页岩油资源量约为 $(30 \sim 60) \times 10^8 \text{ t}^{[1-4]}$ 。尽管中国页岩油地质资源量和可采资源量均巨大,但其开采效果并不理想。专门针对页岩油而钻探的探井或评价井经过压裂改造后获得较高初期产量,但随后产油量快速锐减,造成投入成本与产出收益严重失衡^[5-9]。除少数钻遇泥岩裂缝油藏的油井获得一定产量之外,中国海量页岩油资源对原油总产量的贡献非常小,其主要原因之一是地质条件下页岩油的可动性差。

为了优选页岩油“甜点”区,近年来页岩油可动性成为研究热点。页岩油可动性是控制页岩油能否经济可采的关键因素^[10-11],众多学者对页岩油可动性开展了大量研究。例如,通过核磁共振技术分析泥页岩样品中页岩油可动性,量化松辽盆地北部地区页岩油可动量下限^[12],确定页岩油可动量很低且主要分布在微米级孔隙中^[13-16];通过驱替实验评价泥页岩中的可动油量^[11];定性评价页岩油可动性主要取决于泥页岩孔隙结构、裂缝特征和地层压力^[17-18];从地层能量和模拟实验分别评价页岩油储层可动油率,进而寻找页岩油勘探开发有利区^[19-20];利用原地页岩油资源量与饱和和吸附油量的差异评价页岩油可动资源量^[21]。以上研究极大地促进了对页岩油可动性的研究,但受限于资料等因素仍有待完善和改进。利用核磁共振和驱替实验分析页岩油可动性时通常用十二烷饱和泥页岩样品以达到近似饱和原油状态,该实验方法无法恢复至地下真实情况,而且岩心样品的流体压力和组分情况发生了变化;在计算饱和和吸附油量时采用氯仿沥青“A”与TOC比值作为饱和和吸附系数的方法有待商榷;在利用可动油率评价页岩油可动性时,容易造成单位体积或质量储层中含油量低的储层反而可动油率高,使其无法作为一个有效参数开展页岩油有利区优选。另外,层状和块状页岩油储层在陆相湖盆广泛发育,哪一种储层所赋存页岩油具有更大的可动性?这些研究均没有涉及块状和层状泥页岩储层中页岩油可动性的差异。在页岩油储层自身能量驱动下单位体积或单位质量储层中有多少可动油量?块状和层状页岩油储层可动油量有何差异?这些是页岩油勘探方面亟需弄清的问题。

为了定量评价地层条件下单位体积块状和层状页岩油储层在其自身能量条件下的最大可动量,本次研究以冀中坳陷饶阳凹陷沙一下亚段泥页岩储层为例。

从地层能量角度,结合页岩油储层孔隙度、岩石压缩系数、原油压缩系数、地层水压缩系数和原始含油饱和度等,定量评价块状和层状页岩油储层中弹性驱可动油量、溶解气驱可动油量,拟为具有相似地质情况的陆相湖盆页岩油勘探开发提供思路和方法。

1 地质概况

饶阳凹陷是渤海湾盆地冀中坳陷东南部的一个二级负向构造单元,面积约为 $5\,300 \text{ km}^2$,其南面、西面和北面分别与深泽凸起、高阳凸起和霸县凹陷相邻(图1a)。饶阳凹陷属于东断西超的箕状凹陷,由西向东依次包括蠡县斜坡、河间洼槽、任西洼槽、任丘潜山和马西洼槽等三级构造单元(图1b),具有南北分区、东西分带的构造格局^[22-23]。饶阳凹陷发育较厚的古近系沉积地层,由下至上依次为孔店组(Ek)、沙河街组(Es)和东营组(Ed)。沙河街组由下至上分别沉积沙四段(Es⁴)、沙三段(Es³)、沙二段(Es²)和沙一段(Es¹)(图2)。沙三段和沙一段分别可进一步划分为下亚段和上亚段两部分^[24]。沙四段为冲积扇沉积环境,沙三下亚段(Es^{3L})为辫状河三角洲沉积环境,沙三上亚段为湖泊和辫状河三角洲沉积环境,沙二段为辫状河三角洲沉积环境,沙一下亚段(Es^{1L})为湖泊沉积环境,沙一上亚段(Es^{1U})为辫状河三角洲沉积环境。饶阳凹陷古近系两套主力烃源岩分别位于沙三上亚段中部和沙一下亚段上部,同时也是区域性盖层。两套烃源岩上、下均发育有多套砂岩储层和局部盖层,形成了多套生储盖组合(图2)。沙一下亚段沉积时期水体逐渐变深,由下至上分别沉积浅湖滩坝砂岩和半深湖富含有机质泥页岩。该套泥页岩包括暗色块状泥岩和黑褐色油页岩,埋深范围约2 476~5 400 m(图1b),厚度范围在10~240 m,TOC含量范围0.36%~6.24%,有机质类型主要为Ⅱ₁和Ⅱ₂型,有机质R_o范围在0.42%~0.91%,是页岩油勘探的重点目标。

2 泥页岩储层特征

2.1 泥页岩孔隙度特征

对饶阳凹陷沙一下亚段24块泥页岩样品开展真视密度法测量孔隙度,其中11块为块状样品,13块为层状样品。块状样品和层状样品在取样时通过岩心是否发育层理进行区分(表1)。样品视密度根据岩石块体密度测量方法国家标准(GB/T 23561.3)进行测量。真密度是材料在绝对密实的状态下单位体积固体物质

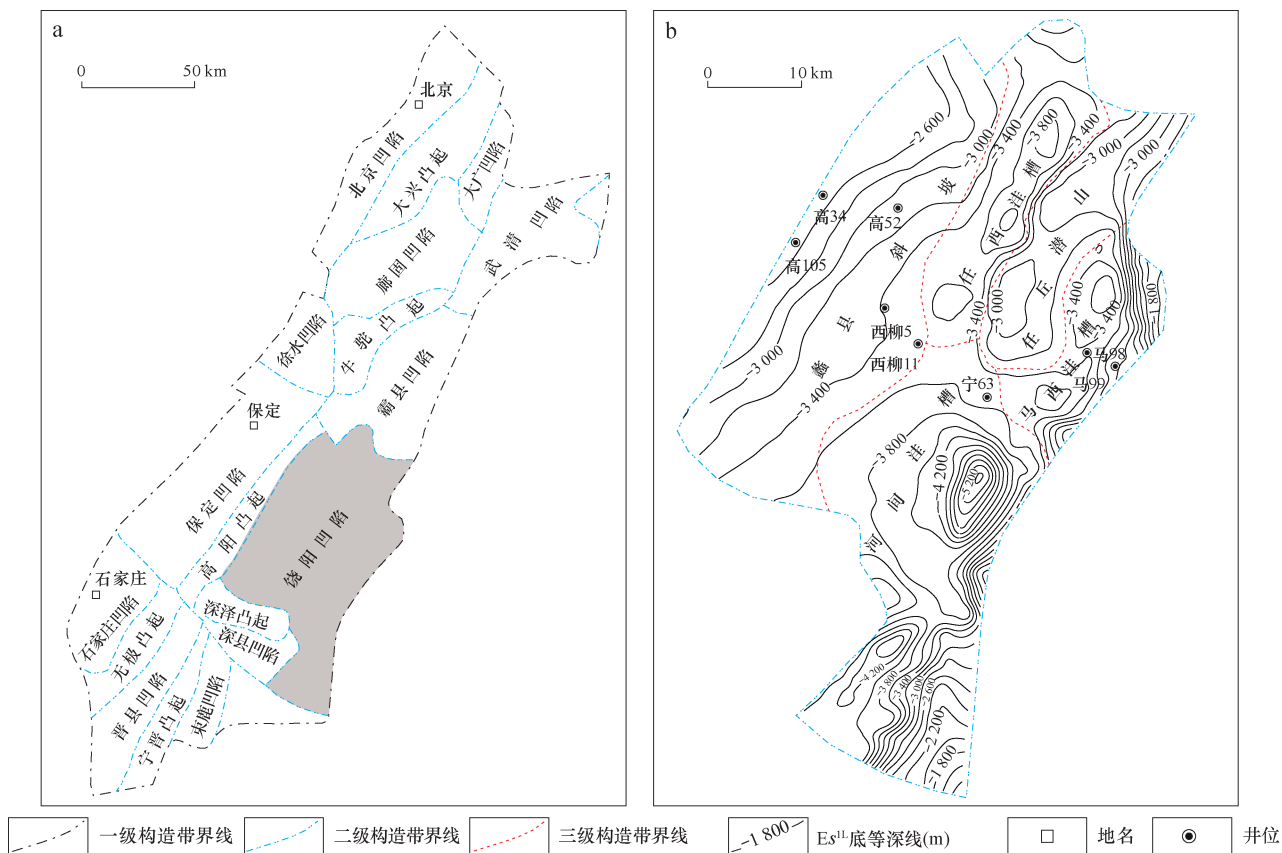


图1 饶阳凹陷构造位置(a)及Es^{II}底面埋深等值线(b)

Fig. 1 The location of the Raoyang sag (a) and the burial depth contours of Es^{II} bottom surface (b)

的实际质量,即去除内部孔隙或者颗粒间空隙后的密度,其通过氦气比重法依据中国石油天然气行业标准(SY/T 6154)进行测量。测量视密度和真密度前均对样品进行了烘干操作(105℃温度下约24 h烘干),除去了其中的水和低碳数烃类。为了避免对样品洗油预处理操作时溶解固体沥青等物质造成孔隙度偏大,在测量这些泥页岩样品真密度和视密度前均没有进行洗油预处理操作。在测量样品真密度(ρ_t)和视密度(ρ_b)后利用公式(1)计算泥页岩样品孔隙度^[25-26]。

$$\Phi = \frac{\rho_t - \rho_b}{\rho_t} \times 100\% \quad (1)$$

真视密度法测量11块块状泥页岩样品孔隙度范围在1.51%~6.72%,平均值为4.21%;13块层状样品孔隙度范围在1.21%~6.18%,平均值为3.11%(表1;图3)。由于研究区沙一下亚段泥页岩之前都是作为烃源岩进行研究,钻井过程中取心相对较少,另外本次研究取样尽量挑选近些年钻探的岩心,这造成数据点在深度上覆盖不连续的缺憾。鉴于富有机质泥页岩在埋深过程中其孔隙度主要受压实和生烃作用影响,结合沉积岩层孔隙度随埋深变化特征和沙一下亚段烃源岩生烃门限约为3 200 m^[27],推测在埋深小于3 200 m时压实作用对泥页岩储层孔隙度演化起主导

作用。压实作用对层状样品孔隙度影响略微强于块状样品,在压实作用下层状样品更加容易排出孔隙流体水。在埋深超过3 200 m后泥页岩储层生烃和溶蚀增孔作用强于压实作用对孔隙度的影响。

2.2 储层及流体压缩系数

2.2.1 岩石压缩系数

岩石压缩系数是评价泥页岩储层可动油量的重要参数之一。一般采用覆压孔隙度方法测量相应覆压条件下样品的孔隙度值,进而利用岩石样品孔隙度随压力变化特征来计算岩石压缩系数。由于陆相泥页岩样品在施加应力过程中易破碎,较难获得孔隙体积压缩系数^[19],本次研究在前人研究基础上,利用纵、横波时差和密度测井曲线按照公式(2)^[28]计算沙一下亚段泥页岩储层压缩系数。

$$C_r = \frac{1}{\rho_r \left(\frac{1}{\Delta t_p^2} - \frac{4}{3\Delta t_s^2} \right)} \quad (2)$$

式中: C_r 为泥页岩储层压缩系数,MPa⁻¹; ρ_r 为密度测井曲线值,g/cm³; Δt_p 和 Δt_s 分别为泥页岩储层纵、横波时差曲线值,μs/m。

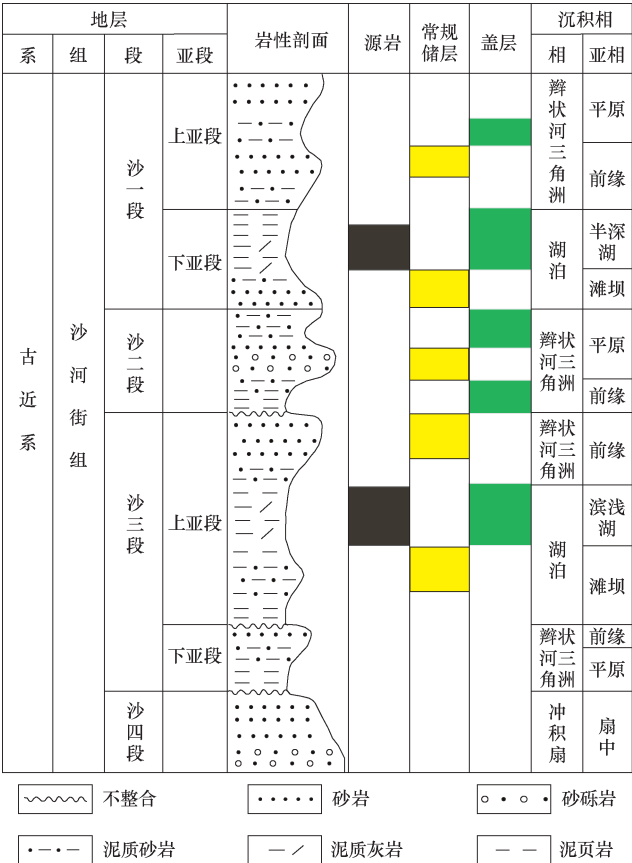


图 2 饶阳凹陷古近系沙河街组沉积地层综合柱状图

Fig. 2 The composite stratigraphic column of the Paleogene Shahejie Formation in the Raoyang sag

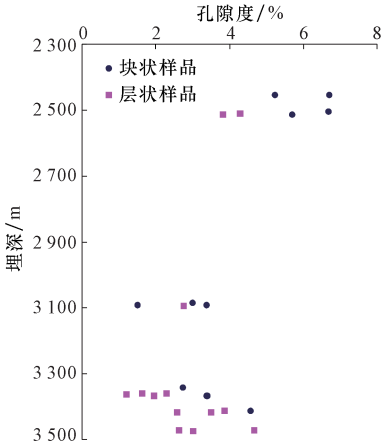


图 3 饶阳凹陷沙一下亚段泥页岩孔隙度随埋深变化趋势

Fig. 3 The porosity vs. burial depth of the shale samples from the Es^{1L} in the Raoyang sag

通过对目的层段内纵、横波时差和密度测井曲线进行标准化,然后提取泥页岩层段所对应的测井曲线值,按照公式(2)计算不同埋深下沙一下亚段泥页岩压缩系数。图 4a 为饶阳凹陷沙一下亚段泥页岩储层压缩系数随埋深变化剖面,在埋深范围为 2 400 ~ 3 560 m 时泥页岩储层压缩系数随埋深增加而逐渐减小,其趋势线范围为 $(1.28 \sim 1.49) \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$ 。岩石压缩系数随埋深增加呈现减小的趋势是因为随着深度增加泥页岩储层被压实的孔隙体积呈现降低趋势。

表 1 饶阳凹陷沙一下亚段泥页岩样品特征

Table 1 Characteristics of shale samples from the Es^{1L} in the Raoyang sag

样品编号	井名	深度/m	层理	TOC/%	氯仿沥青“A”/%	视密度/(g·cm ⁻³)	真密度/(g·cm ⁻³)	孔隙度/%	超压/MPa
1	高 105	2 454.76	块状	1.38	0.17	2.53	2.67	5.24	3.62
2	高 105	2 455.26	块状	0.51	0.11	2.50	2.68	6.72	3.62
3	高 34	2 505.69	块状	0.38	0.08	2.51	2.69	6.69	3.83
4	高 34	2 513.77	块状	0.86	0.27	2.65	2.81	5.69	3.86
5	马 98	3 367.96	块状	0.36	0.07	2.57	2.66	3.38	9.13
6	马 98	3 368.96	块状	0.41	0.07	2.55	2.64	3.41	9.14
7	马 99	3 086.10	块状	0.21	0.07	2.59	2.67	3.00	6.77
8	马 99	3 092.11	块状	0.44	0.07	2.57	2.66	3.38	6.80
9	马 99	3 093.31	块状	0.40	0.07	2.61	2.65	1.51	6.81
10	西柳 11	3 413.09	块状	1.51	0.25	2.50	2.62	4.58	9.69
11	西柳 5	3 344.00	块状	2.53	0.25	2.49	2.56	2.73	8.83
12	高 34	2 510.49	层状	2.68	0.35	2.43	2.59	6.18	3.85
13	高 34	2 512.37	层状	3.14	0.31	2.45	2.56	4.30	3.86
14	高 34	2 513.27	层状	2.36	0.37	2.57	2.67	3.75	3.86
15	高 52	3 094.55	层状	3.55	0.25	2.46	2.53	2.77	6.82
16	宁 63	3 472.13	层状	1.92	0.31	2.65	2.78	4.68	10.44
17	宁 63	3 473.43	层状	1.20	0.17	2.58	2.65	2.64	10.45
18	宁 63	3 474.43	层状	2.13	0.29	2.57	2.65	3.02	10.46
19	西柳 11	3 417.09	层状	2.75	0.30	2.48	2.57	3.50	9.74
20	西柳 11	3 418.19	层状	1.47	0.53	2.65	2.72	2.57	9.76
21	西柳 5	3 360.10	层状	4.47	0.19	2.42	2.46	1.63	9.03
22	西柳 5	3 361.70	层状	3.01	0.31	2.56	2.62	2.29	9.05
23	西柳 5	3 363.80	层状	5.05	0.24	2.44	2.47	1.21	9.08
24	西柳 5	3 368.80	层状	2.69	0.16	2.52	2.57	1.95	9.14

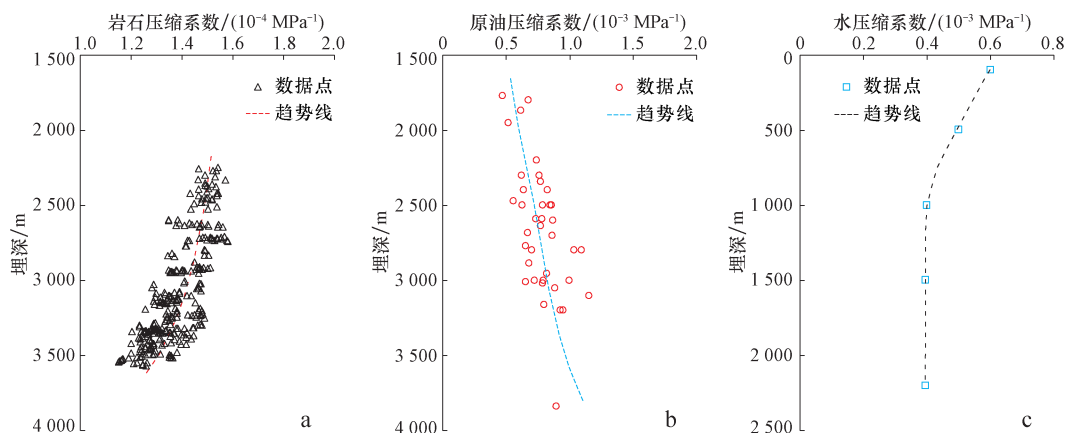


图4 饶阳凹陷沙一下亚段泥页岩骨架压缩系数、原油压缩系数和地层水压缩系数随埋深变化趋势(散点图)

Fig. 4 The profile(scatterplot) showing the skeletal, crude oil and formation water compressibilities of the shale samples from the Es^{1L} in the Raoyang sag

a. 岩石压缩系数; b. 原油压缩系数; c. 水压缩系数

2.2.2 原油压缩系数

鉴于目前华北油田还未从饶阳凹陷沙一下亚段泥页岩中开采出原油,本次研究利用从与沙一下亚段邻近常规砂岩储层中采出原油的高压物性来近似分析沙一下亚段泥页岩储层原油压缩系数。图4b展示与沙一下亚段邻近常规砂岩储层中采出原油压缩系数随埋深变化剖面,在埋深范围为1 600~3 500 m时原油压缩系数随着埋深增大而缓慢增大,其趋势线范围为 $(0.56 \sim 0.92) \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$ 。原油压缩系数随埋深增大呈现缓慢增大趋势的原因是:随着埋深增大原油中轻烃组分和溶解气含量增加,使得原油压缩性增大。

2.2.3 地层水压缩系数

依据水在不同温度和压力下的密度,结合研究区地温梯度等,确定研究区不同埋深点温度及相应温度下水的密度随压力变化量,进而获得埋深分别为100, 500, 1 000, 1 500和2 200 m时的水压缩系数(图4c)。由于地层水中溶解天然气含量相对较少,随埋深增加其压缩系数主要受温度影响。在埋深约小于1 000 m时水压缩系数随埋深增大而减小的趋势明显大于埋深超过1 000 m,深度超过1 000 m后水压缩系数基本趋于稳定,约为 $0.4 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$ 。因此利用埋深2 200 m水压缩系数近似代替埋深2 200~3 500 m范围内水压缩系数。

2.3 泥页岩含油饱和度

泥页岩含油饱和度是评价其可动油率的基础参数之一。本次研究在确定泥页岩储层孔隙度和单位质量泥页岩储层样品原始含油量的基础上,结合原油密度评价泥页岩储层含油饱和度。目前评价泥页岩储层样品

含油量的方法主要有两种:一是对热解参数可溶烃 S_1 进行轻烃校正和重烃补偿,恢复泥页岩储层原始含油量;另一种是对氯仿沥青“A”进行轻烃补偿校正获得泥页岩储层原始含油量。本文利用氯仿沥青“A”开展轻烃补偿校正对沙一下亚段泥页岩储层含油量进行评价。需要对氯仿沥青“A”进行轻烃补偿校正的原因是在抽提氯仿沥青“A”过程中 C_{14-} 烃类全部损失,即氯仿沥青“A”中没有包括 C_{14-} 烃类。这使得用氯仿沥青“A”评价含油量的值偏小,为此有必要对氯仿沥青“A”进行轻烃补偿校正。对氯仿沥青“A”进行轻烃补偿校正的公式如下:

$$A_0 = K_A A = (1 + C_{14-} - C_{S+A}) A \quad (3)$$

式中: A_0 为恢复后的储层含油量,%; A 为实验室测量的残余氯仿沥青“A”含量;%; C_{S+A} 为氯仿沥青“A”中饱和烃与芳香烃含量之和的比例,%; C_{14-} 为原油中轻烃 $C_1 \sim C_{14}$ 百分比含量,%; K_A 为氯仿沥青“A”补偿校正系数。

利用不同埋深沙一下亚段泥页岩氯仿沥青“A”族组分分析结果,获得氯仿沥青“A”中饱和烃和芳香烃含量之和的比例随埋深变化特征(图5a)。通过对紧邻沙一下亚段泥页岩的砂岩储层原油进行色谱分析,确定原油中轻烃比例随埋深变化特征(图5b)。在此基础上,利用公式(3)计算不同埋深的氯仿沥青“A”补偿校正系数(图5c)。随埋深增加原油中轻烃比例 C_{14-} 、氯仿沥青“A”中饱和烃和芳香烃含量 C_{S+A} ,氯仿沥青“A”补偿校正系数 K_A 等均呈现增大的趋势。

利用不同埋深的氯仿沥青“A”补偿校正系数恢复获得24块泥页岩样品原始含油量,结合样品的孔隙度分析结果和原油密度(范围在 $0.73 \sim 0.87 \text{ g/cm}^3$,平均为 0.81 g/cm^3),计算他们残余含油饱和度与原始含油饱和度(图6)。块状样品残余含油饱和度与原始含油饱和度范围分别为3.60%~27.49%和4.08%~

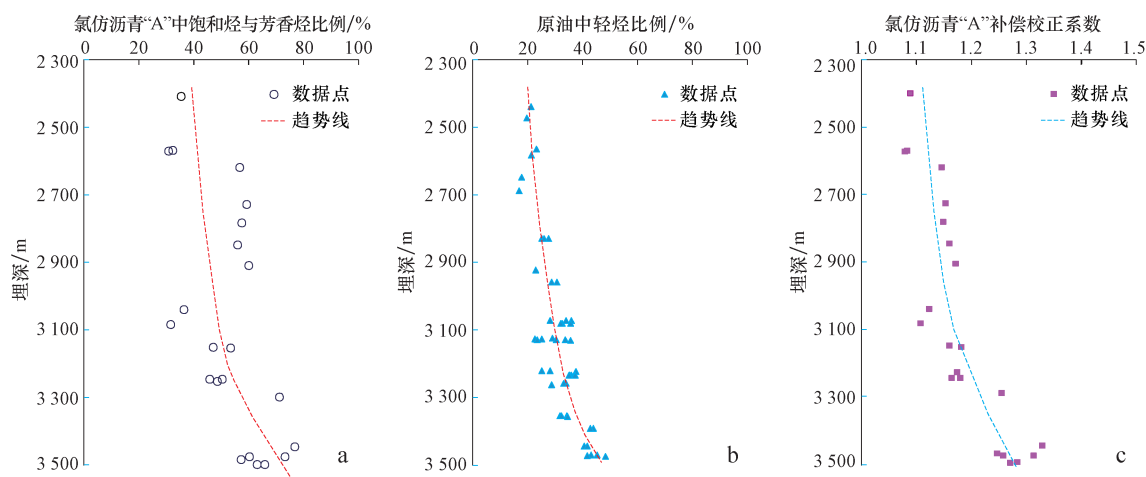


图5 饶阳凹陷沙一下亚段氯仿沥青“A”补偿校正系数随埋深变化趋势

Fig. 5 The compensative coefficient of chloroform bitumen “A” vs. burial depth of the Es^{II} in the Raoyang sag

a. 氯仿沥青“A”中饱和烃与芳香烃比例; b. 原油中轻烃比例; c. 氯仿沥青“A”校正系数

31.58%, 平均值为10.68%和12.19%。层状样品残余含油饱和度与原始含油饱和度范围分别为15.64%~66.71%和17.99%~76.90%, 平均值为32.25%和37.06%。与块状样品相比, 层状样品中残余含油饱和度与原始含油饱和度均略大; 在埋深超过3200 m后泥页岩样品, 尤其是层状样品含油饱和度呈现明显增加趋势。这是由于埋深超过3200 m后, 泥页岩进入生烃门限开始大量生烃, 而且层状样品TOC含量明显大于块状样品, 其生成且滞留的原油量明显大于块状样品。

3 页岩油可动量评价

3.1 弹性驱可动油量

由于泥页岩储层渗透率通常较低, 在随埋深增加的压实过程中厚层泥页岩储层中由于粘土矿物脱水和

有机质生烃等作用形成孔隙流体未能充分排出, 泥页岩储层一般保持较高的流体压力, 特别在3000 m以深富含有机质的泥页岩储层内经常存在超压流体^[19], 即孔隙流体承载了一部分上覆岩石压力。在超过静水压力的超压作用下烃类等流体被压缩, 储存有一定的弹性能量。在页岩油开采过程中部分流体流入井筒、孔隙流体压力降低, 泥页岩储层岩石骨架所承受上覆岩石压力增加、储层孔隙体积减小; 另外, 孔隙水和原油等流体由于孔隙流体压力降低而膨胀, 泥页岩储层流体弹性部分释放。在泥页岩储层孔隙体积减小和孔隙流体膨胀的双重作用下, 孔隙水和原油等被弹性驱动并进入井筒。根据油藏弹性驱可采储量计算方法获得页岩油储层弹性驱可动油率(公式4)^[19], 结合原始含油饱和度、孔隙度和原油密度可以计算单位体积页岩油储层的弹性驱可动油量(公式5)。

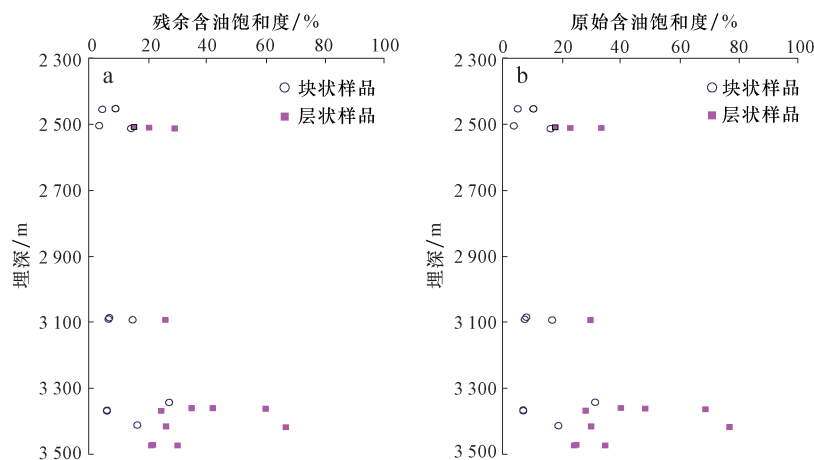


图6 饶阳凹陷沙一下亚段泥页岩样品残余含油饱和度与原始含油饱和度随埋深变化趋势

Fig. 6 The residual and original oil saturation of shale samples from the Es^{II} vs. burial depth in the Raoyang sag

a. 残余含油饱和度; b. 原始含油饱和度

$$E_e = \frac{\left(C_o + \frac{S_{wi}}{S_{oi}}C_w + \frac{C_r}{S_{oi}}\right)\Delta p}{1 + C_o\Delta p} \quad (4)$$

$$Q_e = E_e \cdot S_{oi} \cdot \Phi \cdot \rho_o \quad (5)$$

式中: E_e 是泥页岩储层弹性驱可动油率, %; S_{oi} 是泥页岩储层原始含油饱和度, %; S_{wi} 是泥页岩储层原始含水饱和度, %; C_o 是原油压缩系数, MPa^{-1} ; C_w 是地层水压缩系数, MPa^{-1} ; Δp 是泥页岩储层流体超压量, MPa ; C_r 是泥页岩储层压缩系数, MPa^{-1} ; Q_e 是单位体积泥页岩储层弹性驱可动油量, t/m^3 ; ρ_o 是原油密度, g/cm^3 。

饶阳凹陷沙一下亚段块状和层状泥页岩储层的弹性驱可动油率范围分别为 1.51% ~ 8.00% 和 0.79% ~ 3.00%, 平均值为 4.38% 和 1.79% (图 7a)。结合恢复后的原始含油饱和度, 计算单位体积块状和层状泥页岩储层弹性驱可动油量范围分别为 $(0.06 \sim 0.24) \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ 和 $(0.08 \sim 0.27) \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$, 平均值为 $0.13 \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ 和 $0.14 \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ (图 7d)。块状样品和层状样品弹性驱可动油率均随埋深增大而增大,

块状样品弹性驱可动油率明显大于层状样品。但由于单位体积块状样品中原始含油量显著少于层状样品, 其弹性驱可动油量略小于层状样品。

3.2 溶解气驱可动油量

如果泥页岩储层中有机质生油的同时生成了一定量天然气, 那么泥页岩储层原油中通常溶解了天然气。当页岩油储层压力下降并低于天然气饱和压力时, 溶解在泥页岩储层原油中的天然气会逐渐转变为游离态, 并呈气态赋存于孔隙空间。天然气由溶解态变成游离态会出现较大的体积增加, 另外游离态天然气体积膨胀系数较大 (一般比液体高出 6 ~ 10 倍)。因此溶解气转化为游离气过程中将出现较大的体积增加, 并释放出溶解气膨胀能量, 该能量驱动页岩油流向井筒, 从而使页岩油储层进入溶解气驱阶段。页岩油储层弹性驱阶段结束并在溶解气驱开启前的页岩油地质储量由公式 (6) 评价, 溶解气驱结束后泥页岩储层残余页岩油地质储量则由公式 (7) 评价^[19], 结合公式 (6) 和公式 (7) 溶解气驱可动油率和可动油量分别通

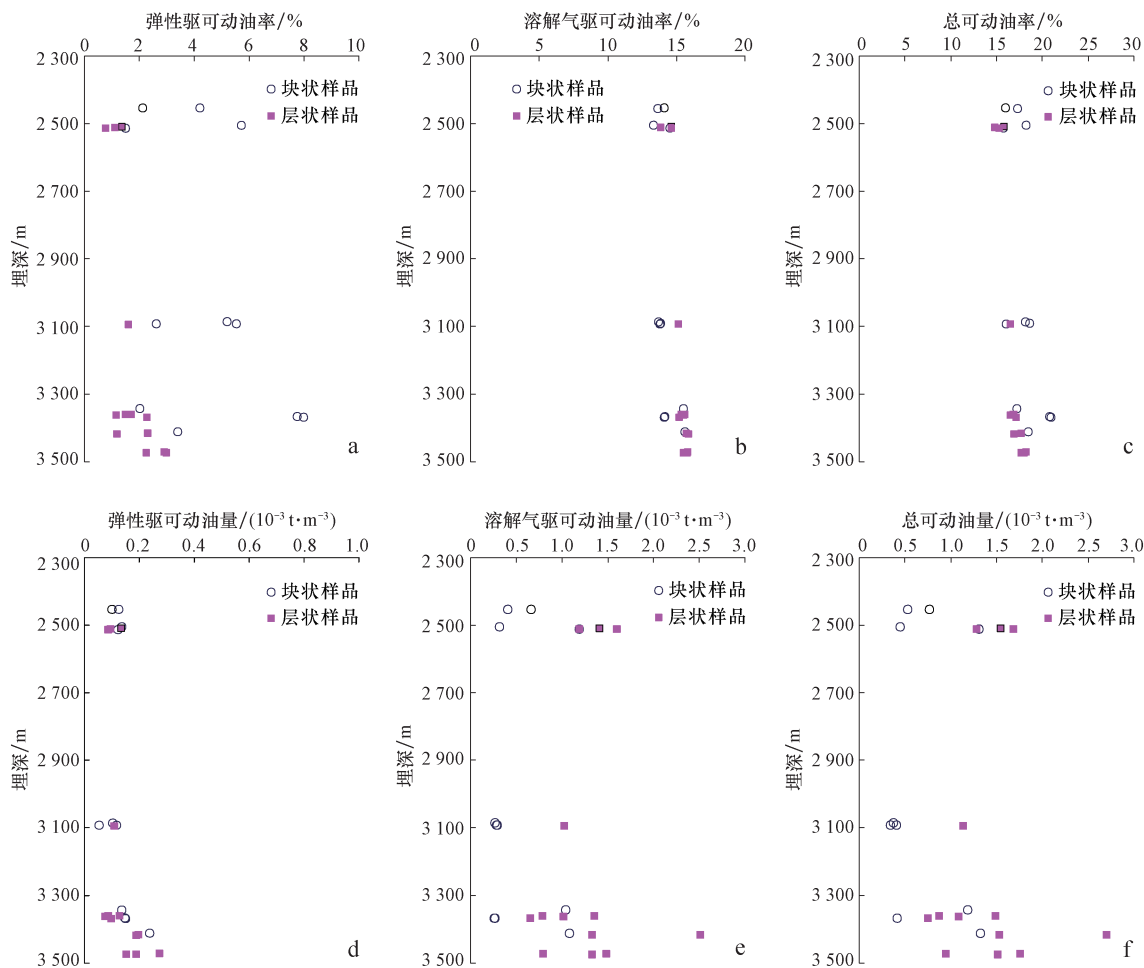


图7 饶阳凹陷沙一下亚段页岩油可动率和可动油量随埋深变化趋势

Fig. 7 Variation of movable oil rate and reserves with burial depth of the Es^{II} in the Raoyang sag

过公式(8)和(10)计算获得。

$$N = Ah\Phi(S_{oi}(1 - E_e))/B_{oi} \quad (6)$$

$$N_r = Ah\Phi S_{or}/B_{or} \quad (7)$$

$$E_d = 1 - \frac{N_r}{N} = 1 - \frac{S_{or}}{S_{oi}(1 - E_e)} \cdot \frac{B_{oi}}{B_{or}} \quad (8)$$

$$\frac{B_{oi}}{B_{or}} = \frac{1}{1 + (p_i - p_r)C_o} \quad (9)$$

$$Q_d = E_d \cdot S_{oi} \cdot \Phi \cdot \rho_o \quad (10)$$

式中: N 是页岩油地质储量, 10^6 m^3 ; A 是泥页岩储层面积, km^2 ; h 是泥页岩储层厚度, m ; B_{oi} 是地层油原始体积系数,无量纲; N_r 是溶解气驱结束后页岩油残余地质储量, 10^6 m^3 ; B_{or} 是枯竭压力下地层油体积系数,无量纲; S_{or} 是压力枯竭时含油饱和度,%; E_d 是泥页岩储层溶解气驱可动油率,%; p_i 是泥页岩储层原始孔隙流体压力, MPa ; p_r 是泥页岩压力枯竭时压力, MPa ; Q_d 是单位体积泥页岩储层溶解气驱可动油量, t/m^3 。

饶阳凹陷沙一下亚段块状和层状泥页岩样品的溶解气驱可动油率范围分别为 13.33% ~ 15.62% 和 13.88% ~ 15.91%, 平均值为 14.23% 和 15.31% (图 7b)。结合恢复后的原始含油饱和度,计算单位体积的块状和层状泥页岩储层溶解气驱可动油量范围分别为 $(0.26 \sim 1.19) \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ 和 $(0.65 \sim 2.52) \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$, 平均值为 $0.56 \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ 和 $1.27 \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ (图 7e)。块状储层和层状储层溶解气驱可动油率均随埋深增大而增大,块状储层溶解气驱可动油率略小于层状储层。鉴于单位体积块状储层中原始含油量明显少于层状储层,其溶解气驱可动油量明显小于层状储层。在埋深小于生烃门限时(约 2 500 m)受未熟油影响,块状储层和块状储层溶解气驱可动油量具有一段异常高值区。

3.3 页岩油总可动油量

饶阳凹陷沙一下亚段块状储层和层状储层总可动油率范围分别为 15.81% ~ 20.99% 和 14.84% ~ 18.30%, 平均值分别为 17.99% 和 16.82% (图 7c)。块状储层和层状储层总可动油量范围分别为 $(0.35 \sim 1.33) \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ 和 $(0.75 \sim 2.71) \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$, 平均值分别为 $0.69 \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ 和 $1.41 \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ (图 7f)。除了受未熟油影响块状储层和块状储层溶解气驱可动油量具有一段异常高值区之外(约 2 500 m),块状储层、层状储层的总可动油率和总可动油量均随深度增加而增大。

4 结论

1) 饶阳凹陷沙一下亚段除了在 2 500 m 未熟油阶

段有一段高值区之外,块状和层状页岩油储层中弹性驱可动油量和溶解气驱可动油量均随深度增加而增大。块状储层弹性驱可动油率明显大于层状样品,其溶解气驱可动油率略小于层状储层。但单位体积块状储层弹性驱可动油量、溶解气驱可动油量分别略小于和明显小于层状样品。

2) 饶阳凹陷沙一下亚段块状和层状页岩油储层弹性驱可动油量范围分别为 $(0.06 \sim 0.24) \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ 和 $(0.08 \sim 0.27) \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$, 平均值为 $0.13 \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ 和 $0.14 \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ 。块状和层状泥页岩储层溶解气驱可动油量范围分别为 $(0.26 \sim 1.19) \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ 和 $(0.65 \sim 2.52) \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$, 平均值为 $0.56 \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ 和 $1.27 \times 10^{-3} \text{ t/m}^3$ 。

参考文献

- [1] 卢双舫,黄文彪,陈方文,等.页岩油气资源分级评价标准探讨[J].石油勘探与开发,2012,39(2):13-14.
Lu Shuangfang, Huang Wenbiao, Chen Fangwen, et al. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: Discussion and application[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2):13-14.
- [2] 胡文瑞.中国石油非常规油气业务发展与展望[J].天然气工业,2008,28(7):5-7.
Hu Wenrui. Development and potential of unconventional oil and gas resources in china national petroleum corporation[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(7):5-7.
- [3] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景[J].石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.
Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2):129-136.
- [4] 邹才能,杨智,崔景伟,等.页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J].石油勘探与开发,2013,40(1):14-26.
Zou Caineng, Yang Zhi, Cui Jingwei, et al. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of nonmarine shale oil in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1):14-26.
- [5] 马永生,冯建辉,牟泽辉,等.中国石化非常规油气资源潜力及勘探进展[J].中国工程科学,2012,14(6):22-30.
Ma Yongsheng, Feng Jianhui, Mu Zehui, et al. The potential and exploring progress of unconventional hydrocarbon resources in SIN-OPEC[J]. Engineering Science, 2012, 14(6):22-30.
- [6] 张金川,林腊梅,李玉喜,等.页岩油分类与评价[J].地学前缘,2012,19(5):322-331.
Zhang Jinchuan, Lin Lamei, Li Yuxi, et al. Classification and evaluation of shale oil[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(5):322-331.
- [7] 薛海涛,田善思,卢双舫,等.页岩油资源定量评价中关键参数的选取与校正——以松辽盆地北部青山口组为例[J].矿物岩石地球化学通报,2015,34(1):70-78.

- Xue Haitao, Tian Shansi, Lu Shuangfang, et al. Selection and verification of key parameters in the quantitative evaluation of shale oil: A case study at the Qingshankou Formation, Northern Songliao Basin [J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 2015, 34 (1): 70–78.
- [8] 付茜. 中国页岩油勘探开发现状、挑战及前景[J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(4): 58–62.
- Fu Qian. The status, challenge and prospect of shale oil exploration and development in China [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2015, 37(4): 58–62.
- [9] 柳波, 吕延防, 冉清昌, 等. 松辽盆地北部青山口组页岩油形成地质条件及勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 280–285.
- Liu Bo, Lü Yanfang, Ran Qingchang, et al. Geological conditions and exploration potential of shale oil in Qingshankou Formation, Northern Songliao Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(2): 280–285.
- [10] 王敏. 页岩油评价的关键参数及求取方法研究[J]. 沉积学报, 2014, 32(1): 174–181.
- Wang Min. Key parameter and calculation in shale oil reservoir evaluation [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2014, 32(1): 174–181.
- [11] 卢双舫, 薛海涛, 王民, 等. 页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势[J]. 石油学报, 2016, 37(10): 1309–1322.
- Lu Shuangfang, Xue Haitao, Wang Min, et al. Several key issues and research trends in evaluation of shale oil [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(10): 1309–1322.
- [12] 李骥远, 卢双舫. 利用核磁共振 $T_1 - T_2$ 谱技术研究页岩油可动性[J]. 中国锰业, 2017, 35(4): 169–172.
- Li Jiyuan, Lu Shuangfang. Using MRI $T_1 - T_2$ Technology to Research the Mobility of Shale Oil [J]. *China's Manganese Industry*, 2017, 35(4): 169–172.
- [13] 桑茜, 张少杰, 朱超凡, 等. 陆相页岩油储层可动流体的核磁共振研究[J]. 中国科技论文, 2017, 12(9): 978–983.
- Sang Qian, Zhang Shaojie, Zhu Chaofan, et al. Study on movable fluid of continental shale oil reservoir with NMR technology [J]. *China Sciencepaper*, 2017, 12(9): 978–983.
- [14] Su Siyuan, Jiang Zhenxue, Shan Xuanlong, et al. The wettability of shale by NMR measurements and its controlling factors [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 169: 309–316.
- [15] Zhang Pengfei, Lu Shuangfang, Li Junqian, et al. Petrophysical characterization of oil-bearing shales by low-field nuclear magnetic resonance (NMR) [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 89: 775–785.
- [16] Li Yaxiong, Hu Zhiming, Liu Xiangui, et al. Insights into interactions and microscopic behavior of shale gas in organic-rich nano-slits by molecular simulation [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 59: 309–325.
- [17] 柯思. 泌阳凹陷页岩油赋存状态及可动性探讨[J]. 石油地质与工程, 2017, 31(1): 80–83.
- Ke Si. Discussion on the occurrence status and mobility of shale oil in Biyang Sag [J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2017, 31(1): 80–83.
- [18] Su Siyuan, Jiang Zhenxue, Shan Xuanlong, et al. The effects of shale pore structure and mineral components on shale oil accumulation in the Zhanhua Sag, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 165: 365–374.
- [19] 张林晔, 包友书, 李钜源, 等. 湖相页岩油可动性——以渤海湾盆地济阳坳陷东营凹陷为例[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(6): 641–649.
- Zhang Linye, Bao Youshu, Li Juyuan, et al. Movability of lacustrine shale oil: A case study of Dongying Sag, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(6): 641–649.
- [20] 包友书, 张林晔, 张金功, 等. 渤海湾盆地东营凹陷古近系页岩油可动性影响因素[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(3): 408–414.
- Bao Youshu, Zhang Linye, Zhang Jingong, et al. Factors influencing mobility of Paleogene shale oil in Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(3): 408–414.
- [21] 王文广, 郑民, 王民, 等. 页岩油可动资源量评价方法探讨及在东营凹陷北部古近系沙河街组应用[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(4): 771–781.
- Wang Wenguang, Zheng Min, Wang Min, et al. The discussion of the evaluation method of shale oil movable resources amount and paleogene shahejie formation application effect in the northern of dongpu depression [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(4): 771–781.
- [22] 崔殿, 查明, 高长海, 等. 饶阳凹陷任西断层的封闭性[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2010, 34(6): 20–24.
- Cui Dian, Zha Ming, Gao Changhai, et al. Fault sealing of Renxi fault in Raoyang depression [J]. *Journal of China University of Petroleum*, 2010, 34(6): 20–24.
- [23] 赵贤正, 卢学军, 崔周旗, 等. 断陷盆地斜坡带精细层序地层研究与勘探成效[J]. 地学前缘, 2012, 19(1): 10–19.
- Zhao Xianzheng, Lu Xuejun, Cui Zhouqi, et al. Detailed research of fine sequence stratigraphy and exploration results in the slope zone of faulted basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(1): 10–19.
- [24] 杨帆, 于兴河, 李胜利, 等. 冀中坳陷蠡县斜坡油藏分布规律与主控因素研究[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2010, 32(4): 37–41.
- Yang Fan, Yu Xinghe, Li Shengli, et al. Rules of reservoir distribution of lixian slope and its critical controlling factors in Jizhong Depression [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2010, 32(4): 37–41.
- [25] Chen Fangwen, Lu Shuangfang, Ding Xue. Pore types and quantitative evaluation of pore volumes in the Longmaxi Shale of Southeast Chongqing, China [J]. *Acta Geologica Sinica (English edition)*, 2018, 92(1): 342–353.
- [26] 杨巍, 薛莲花, 唐俊, 等. 页岩孔隙度测量实验方法分析与评价[J]. 沉积学报, 2015, 33(6): 1258–1264.
- Yang Wei, Xue Lianhua, Tang Jun, et al. Analysis and evaluation of different measuring methods for shale porosity [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2015, 33(6): 1258–1264.
- [27] He Fugui, Gao Xianzhi, Zhao Xianzheng, et al. The lower part of the first member of the Shahejie formation (Es^{1x}) as a source rock for oil found in Lixian Slope, Raoyang Sag, Bohai Bay Basin, Northern China [J]. *Arabian Journal of Geosciences*, 2017, 10: 101.
- [28] 王丽忱. 页岩气藏岩石力学性质的测井评价方法与应用[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2013.
- Wang Lichen. Research on logging evaluation and application of rock mechanics properties in shale gas reservoirs [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2013.