

https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.025



# 湖相富有机质泥质白云岩生排烃模拟及其对页岩油勘探的启示

李志明<sup>1-4</sup>, 郑伦举<sup>1-4</sup>, 蒋启贵<sup>1-4</sup>, 马中良<sup>1-4</sup>, 陶国亮<sup>1-4</sup>, 徐二社<sup>1-4</sup>,  
钱门辉<sup>1-4</sup>, 刘 鹏<sup>1-4</sup>, 曹婷婷<sup>1-4</sup>

1. 中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所, 江苏无锡 214126
2. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 江苏无锡 214126
3. 国家能源页岩油研发中心, 江苏无锡 214126
4. 中国石化油气成藏重点实验室, 江苏无锡 214126

**摘要:** 富有机质湖相白云质泥岩、泥质白云岩及其贫有机质粉砂岩、白云岩夹层是我国陆相盆地页岩油勘探的重要领域, 但目前针对湖相富有机质白云质泥岩或泥质白云岩在近地质条件下的生排烃一体化模拟研究尚属空白。以典型低熟富有机质泥质白云岩为例, 开展了近地质条件下的生排烃一体化模拟实验, 揭示了其呈现四阶段生排烃演化模式。结果表明,  $R_o \leq 0.74\%$  时为缓慢生油伴生烃气、排油能力有限阶段,  $0.74\% < R_o \leq 0.84\%$  时为快速生油伴生烃气、排油能力逐渐增高阶段,  $0.84\% < R_o \leq 1.28\% \approx 1.30\%$  时为生烃气伴生油与油初始裂解、高效排油阶段,  $1.30\% < R_o \leq 2.00\%$  时为油裂解烃气兼干酪根生烃气阶段; 同时,  $R_o < 0.68\%$  时滞留油主要以有机质吸附态赋存, 而  $0.68\% \leq R_o \leq 2.00\%$  时滞留油主要以游离态赋存于矿物基质微-纳米级孔隙系统内。综合分析提出湖相泥质白云岩烃源层系有利页岩油勘探的成熟度范围为  $0.84\% \sim 1.30\%$ 。

**关键词:** 湖相; 富有机质泥质白云岩; 生排烃模拟; 赋存方式; 成熟度; 石油地质。

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2018)02-0566-11

收稿日期: 2017-07-14

## Simulation of Hydrocarbon Generation and Expulsion for Lacustrine Organic-Rich Argillaceous Dolomite and Its Implications for Shale Oil Exploration

Li Zhiming<sup>1-4</sup>, Zheng Lunju<sup>1-4</sup>, Jiang Qigui<sup>1-4</sup>, Ma Zhongliang<sup>1-4</sup>, Tao Guoliang<sup>1-4</sup>, Xu Ershe<sup>1-4</sup>,  
Qian Menhui<sup>1-4</sup>, Liu Peng<sup>1-4</sup>, Cao Tingting<sup>1-4</sup>

1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi 214126, China
2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Wuxi 214126, China
3. State Energy Center for Shale Oil Research and Development, Wuxi 214126, China
4. Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanisms, SINOPEC, Wuxi 214126, China

**Abstract:** The organic-rich lacustrine dolomitic mudstone, argillaceous dolomite, organic-poor siltstone and dolomite interlayer are important areas for shale oil exploration in terrestrial basins in China. However, the research on the integration of hydrocarbon generation, expulsion and hydrocarbon accumulation in the lacustrine organic-rich dolomitic mudstone or argillaceous dolomite under near geological conditions is still blank. An integrate experiment of hydrocarbon generation and expulsion simulation from argillaceous dolomite rich in organic matter under near geological condition in confined systems, has been carried out with typical lower mature organic-rich argillaceous dolomite. The four-stage of hydrocarbon generation and expulsion evolution mod-

**基金项目:** 国家重点基础研究发展计划(“973”计划)项目(No.2014CB239101); 中国石油化工股份有限公司科技开发部项目(No.P14157)。

**作者简介:** 李志明(1968—), 男, 研究员, 博士, 主要从事油气地球化学、页岩油气地质方面的研究。ORCID:0000-0002-4493-4628. E-mail: lizm.syky@sinopec.com

**引用格式:** 李志明, 郑伦举, 蒋启贵, 等, 2018. 湖相富有机质泥质白云岩生排烃模拟及其对页岩油勘探的启示. 地球科学, 43(2): 566-576.

el is revealed. The results show that the first stage is characterized by relatively slow oil generation associated hydrocarbon gases and by limited ability of oil expulsion when  $R_o$  is  $\leq 0.74\%$ . The second stage is characterized by rapid oil generation associated hydrocarbon gases and with incremental ability of oil expulsion when  $R_o$  is in the range of  $0.74\% - 0.84\%$ . The third stage is characterized by hydrocarbon gas generation associated oil and oil initial cracking, and by oil expulsion effectively at  $0.84\% < R_o \leq 1.28\% \approx 1.30\%$ . The fourth stage is characterized by oil cracking into hydrocarbon gas associated hydrocarbon gases generation from kerogen when  $R_o$  is  $> 1.30\%$ . And the retained oil is mainly occurred as adsorption phase with organic matter at  $R_o < 0.68\%$ , and mainly occurred as free phase within micron to nano-scale pores and microfractures in mineral matrix of argillaceous dolomite at  $0.68\% \leq R_o \leq 2.00\%$ . The range of thermal maturity for favorable shale oil exploration within lacustrine dolomite measures, is proposed at  $0.84\% - 1.30\%$ , on the basis of the results of simulation of hydrocarbon generation and expulsion for lacustrine organic-rich argillaceous dolomite, integrated with geological conditions and exploring economic benefit.

**Key words:** lacustrine; organic-rich argillaceous dolomite; simulation of hydrocarbon generation and expulsion; occurrence; maturity; petroleum geology.

已有的研究(伏卫东等,2002;邵宏舜等,2002;杨智明等,2003;陈建军等,2005;熊英等,2006;王广利等,2007;张亚敏和张放东,2010;张志萍等,2010;涂建琪等,2012;吴世强等,2013;姚悦等,2017)表明,白云质泥岩、泥质白云岩及白云岩广泛分布于我国众多陆相含油气盆地,咸水—半咸水深湖、半深湖相白云质泥岩和泥质白云岩不仅是盆地的主要烃源岩,也是油气富集的重要层系,具备自生自储的条件。同时,排出的油气可以直接聚集到与之上下叠置的贫有机质粉砂岩和白云岩等夹层内。因此,富有机质湖相白云质泥岩、泥质白云岩及其贫有机质粉砂岩、白云岩夹层有望成为我国陆相盆地页岩油勘探的重要领域。针对湖相碳酸盐岩烃源岩,前人虽初步开展了传统高压釜热模拟评价液态烃产率(杨智明等,2003)和开放体系热解生烃与生烃动力学研究(马素萍等,2011,2012),但目前针对湖相富含有机质白云质泥岩或泥质白云岩在近地质条件下的生烃、排烃一体化模拟研究尚属空白。为此,笔者以取自二连盆地白音查干凹陷下白垩统都红木组一段湖相低成熟富有机质泥质白云岩为例,利用中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所自主研发的DK-II型地层孔隙热压生排烃模拟实验仪,开展了湖相富含有机质泥质白云岩在近地质条件下的生、排烃一体化模拟实验研究,旨在考察该类烃源岩在不同热演化阶段的生油(生烃气)、排油与滞留油能力,为我国湖相富含有机质白云质泥岩、泥质白云岩等层系的页岩油勘探决策提供参考依据。

## 1 模拟样品特征与生排烃模拟实验方法

### 1.1 模拟样品特征

用于生排烃模拟实验研究的样品,采自二连盆

地西部边缘川井坳陷的白音查干凹陷查1井788.80 m深度段,层位属下白垩统都红木组都一段。都一段以浅灰—深灰色泥岩、白云质泥岩、泥质白云岩和泥质粉砂岩为主(蒋飞虎等,1998;李莉等,2007;张志萍等,2010),为凹陷的烃源层系之一,热演化程度普遍偏低,主要处于未熟—低熟阶段(谈玉明等,2003)。样品全岩矿物X衍射检测表明,其粘土矿物含量为13%、石英含量为18%、斜长石含量为4%、方解石含量为5%、白云石含量为58%以及少量菱铁矿、黄铁矿。样品的基本有机地球化学分析结果为:TOC = 3.45%,  $S_1 = 0.51$  mg/g,  $S_2 = 17.41$  mg/g, HI = 505 mg/g,有机质类型为II型,  $T_{max} = 433$  °C,镜质体反射率  $R_o = 0.56\%$ 。显然,样品属典型低成熟富有机质泥质白云岩,是开展湖相富含有机质泥质白云岩生排烃模拟研究的理想样品。

### 1.2 生排烃模拟实验方法

**1.2.1 模拟实验仪器** 根据研究需要,模拟实验仪器选用了无锡石油地质研究所自研的DK-II型(第2代)地层孔隙热压生排烃模拟实验仪。该仪器的主要构成、性能与关键参数详见文献(李志明等,2011;马中良等,2012;关德范等,2014)。

**1.2.2 模拟实验方案** 根据白音查干凹陷地层埋深与热成熟度、烃源岩上下岩性组合关系、都一段上覆地层密度特征等,结合DK-II型地层孔隙热压生排烃模拟实验仪模拟温度、时间与成熟度之间匹配关系,拟定了11组生排烃模拟实验研究方案,每组实验研究方案的具体条件如表1所示。研究表明高压流体生烃热模拟实验与实际地层情况更为接近,能更有效地评价烃源岩生烃潜力(郑伦举等,2011;郑伦举等,2015),并且异常高压流体有利于烃源岩在成烃演化过程中发生破裂与排烃作用。

**1.2.3 模拟实验流程** 样品制备与装样:因用于模

表 1 富有机质泥质白云岩生排烃模拟实验方案与具体条件

Table 1 The plan and concrete conditions of hydrocarbon generation and expulsion simulation for organic-rich argillaceous dolomite

模拟温度 (°C)	升温速率 (°C/min)	恒温时间 (h)	流体压力 (MPa)	排烃压力 (MPa)	上覆压力 (MPa)	泥质白云岩 重量(g)	上砂岩 重量(g)	下砂岩 重量(g)
250	1	48	25.0	20.0	36.8	60.98	20.14	20.60
275	1	48	26.5	21.5	39.1	60.10	20.54	20.39
300	1	48	28.8	23.8	43.7	60.75	20.90	20.11
310	1	48	30.0	25.0	46.0	60.55	20.70	20.39
320	1	48	32.5	27.5	50.6	59.14	20.19	20.41
335	1	48	35.0	30.0	55.2	58.28	20.72	20.36
350	1	48	37.5	32.5	59.8	59.85	20.27	20.15
360	1	48	40.0	35.0	64.4	59.48	20.21	20.56
370	1	48	45.0	40.0	73.6	58.60	20.96	20.55
380	1	48	48.8	43.8	80.5	60.32	20.78	20.71
400	1	48	55.0	50.0	92.0	60.49	20.48	20.36

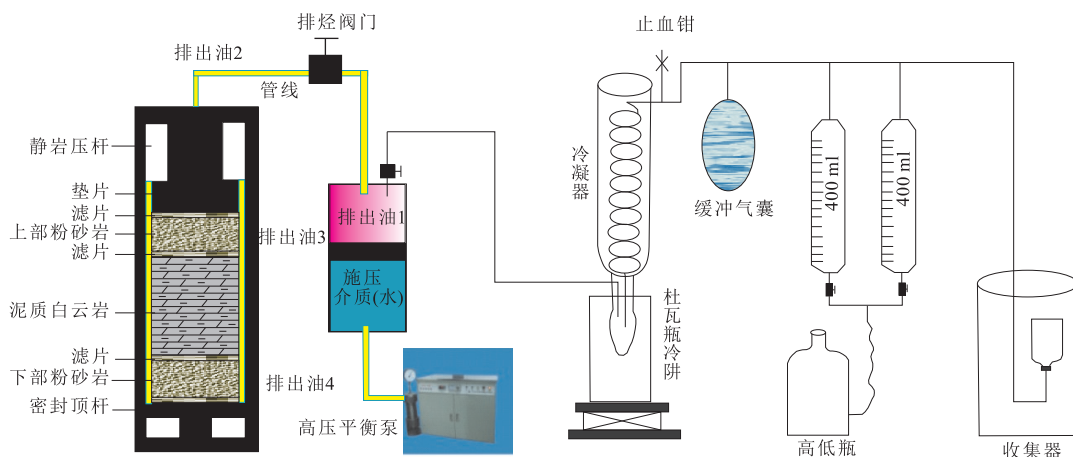


图 1 富有机质泥质白云岩生排烃模拟实验流程

Fig.1 The simulation experimental flow of hydrocarbon generation and expulsion for organic-rich argillaceous dolomite

拟研究的富有机质泥质白云岩大样会存在一定的非均质性,故将大样粗碎至 60 目左右,并充分混匀,缩分成 12 份,以尽可能地确保每组模拟实验方案样品的一致性。其中 11 份中每份取 60 g 左右在装卸样品台上用约 5 MPa 的上覆压力压制成直径为 35 mm 的泥质白云岩烃源岩圆柱体小岩心样品,用于生排烃模拟实验研究;另一份则用于矿物组成、热解等基础分析。另外,考虑到在实际地质情况下富有机质泥质白云岩上下邻层常发育泥质粉砂岩、粉砂岩等夹层,笔者将取自翁 2 井 1296.1 m 的浅灰色粉砂岩样品碎至 60 目左右,用氯仿抽提和双氧水处理除去有机质后烘干,缩分成 12 份,每份取 20 g 左右在装卸样品台上用约 5 MPa 的上覆压力压制成直径为 35 mm 的粉砂岩圆柱体小岩心样品。然后,在高温高压生烃反应系统的样品室(直径为 38 mm)内依次装入制备好的粉砂岩小岩心、泥质白云岩烃源岩小岩心、粉砂岩小岩心,相互之间用滤片分隔,样品室

多余的空间用垫块填满(图 1)。因此,与传统高压釜的生烃模拟相比,整个成烃系统的空间是非常有限的,与地质条件下情况更接近,被认为是目前较为接近自然演化条件下的实验模拟装置(阙永泉等, 2015)。

加温加压模拟:加温加压模拟过程涉及生烃反应釜的试漏、注水以及施压(加载上覆地层静岩压力)与升温过程三个环节,每个环节具体操作流程详见文献(李志明等,2011;马中良等,2012;关德范等,2014)。马中良等(2011)研究认为,源—储压差有效排烃门限值为 3~6 MPa,只有达到该门限值时烃类才能有效大量排出。据此,笔者选取生烃系统压力与外部排烃装置压力差值达到 5 MPa 时,通过开启阀门进行排烃。在实验进程中,随着泥质白云岩生烃强度的加大,体系内流体压力将不断升高,当流体压力超过设定的排烃压力约 5 MPa 时,将开启排烃阀门(图 1),至生烃反应釜体系内的流体压力与外部排

烃装置压力一致时再关闭排烃阀门.因此,排出生烃反应体系的烃类流体将不再参与二次裂解作用,相当于地质条件下发生排烃作用后排出烃经输导体系运移至温压相对较低的上覆储集层了.这样更有利于评价泥质白云岩生、排烃能力.

产物收集与定量:模拟实验结束后,模拟产物的收集与定量过程按有限空间生排烃模拟的有关流程执行,详见文献(李志明等,2011;马中良等,2012;关德范等,2014).需要指出的是,表 2 中的排出油 1 是指在实验进程中当生烃系统压力与外部排烃装置压力存在一定差值(5 MPa)时,开启阀门后在排烃装置中收集的油,主要是由于两个系统之间存在一定压差而排出的油气,类似地质情况下相对远距离排运到储集层成藏的油;排出油 2 是泥质白云岩生成的油排到高压釜内壁与样品室之间的空隙和连接管道空间的油,也就是相当于地质情况下排运在运移通道内的油;排出油 3 和 4 是指分别从泥质白云岩直接排到上下叠置的粉砂岩夹层中的油(图 1),其主要是由于泥质白云岩层生烃增压之后与粉砂岩层之间形成一定的压差,泥质白云岩生烃增压发生破裂后,部分排出油直接在粉砂岩中聚集.这样,泥质白云岩在不同温压条件(不同热演化情况)下总排出油量为排出油 1、排出油 2、排出油 3 和排出油 4 之和.模拟后的泥质白云岩残样称重后,用氯仿抽提得到的沥青“A”,即为残留油(滞留油).残留油与总排出油之和称为总油;根据气相色谱分析获得的各气态烃之和为烃气总量;总油与烃气之和为总烃.笔者

对 11 组生排烃模拟实验方案的泥质白云岩固体残样进行全岩镜质体反射率分析,参考阙永泉等(2015)的方法并结合 II<sub>1</sub>-II<sub>2</sub> 型烃源岩自然演化过程中生烃潜力与成熟度的对应关系(陈建军等,2005),对实测反射率进行了修正.同时,对固体残样开展有机碳分析,以便评价泥质白云岩经历排烃作用后的残余有机碳含量.

## 2 模拟实验结果

根据确定的模拟实验方案,湖相富有机质泥质白云岩在经历不同温压作用下(热演化至不同成熟度时)的生油与生烃气、排出油与残留油(滞留油)产率特征如图 2 和表 2 所示,烃气组分产率见表 3,各阶段的生油和生烃气产率特征见表 4.可见,随着模拟温度与压力的增高(有机质热演化程度的增大),富有机质泥质白云岩的生油(生烃气)、排出油与滞留油产率等变化特征呈现明显差异的 4 个演化阶段.

缓慢生油伴生烃气、排油能力有限演化阶段(模拟温度 $\leq 320$  °C,  $R_o \leq 0.74\%$ ):随着模拟温度与压力的增高,富有机质泥质白云岩有机质的成熟度也逐渐增大,总油产率和烃气总产率均随之相对缓慢增高, $R_o$  由 0.59% 增至 0.74% 时,总油产率和烃气总产率分别由 91.08 kg/tc 和 0.79 kg/tc 增高至 223.89 kg/tc 和 3.08 kg/tc,并且各阶段总油产率也显著高于烃气总产率,反映该阶段中富有机质泥质

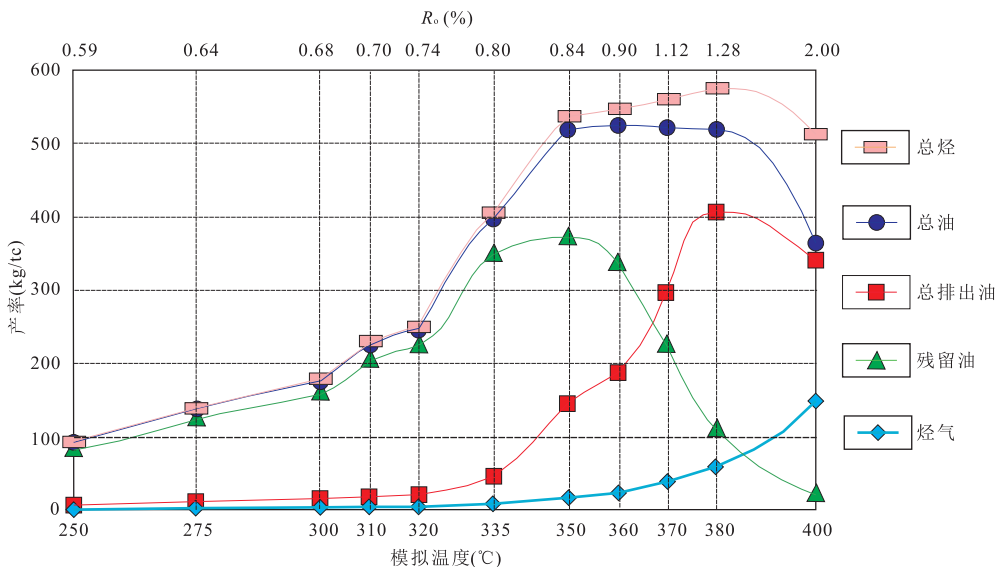


图 2 富有机质泥质白云岩生排烃模拟结果

Fig.2 The simulation results of hydrocarbon generation and expulsion for organic-rich argillaceous dolomite

表 2 富有机质泥质白云岩生排烃模拟结果

Table 2 The simulation results of hydrocarbon generation and expulsion for organic-rich argillaceous dolomite

模拟温度 (°C)	成熟度 $R_o$ (%)	流体压力 (MPa)	排烃压力 (MPa)	上覆压力 (MPa)	烃气总产率 (kg/tc)	排出油 1 产率(kg/tc)
250	0.59	25.0	20.0	36.8	0.79	3.74
275	0.64	26.5	21.5	39.1	0.92	5.23
300	0.68	28.8	23.8	43.7	2.82	10.2
310	0.70	30.0	25.0	46.0	3.08	12.85
320	0.74	32.5	27.5	50.6	3.68	13.15
335	0.80	35.0	30.0	55.2	8.08	29.17
350	0.84	37.5	32.5	59.8	17.59	33.79
360	0.90	40.0	35.0	64.4	23.47	36.95
370	1.12	45.0	40.0	73.6	38.75	101.46
380	1.28	48.8	43.8	80.5	57.76	167.18
400	2.00	55.0	50.0	92.0	149.36	207.33
排出油 2 产率(kg/tc)	排出油 3 产率(kg/tc)	排出油 4 产率(kg/tc)	总排出油 产率(kg/tc)	残留油 产率(kg/tc)	总油产率 (kg/tc)	总烃产率 (kg/tc)
1.56	1.61	0.66	7.57	83.51	91.08	91.87
1.77	2.82	0.22	10.04	126.75	136.79	137.71
1.18	1.83	1.91	15.12	160.20	175.32	178.14
0.86	2.17	1.65	17.54	206.35	223.89	226.97
1.74	4.50	1.23	20.62	225.16	245.78	249.46
11.13	3.44	2.69	46.44	349.60	396.04	404.12
5.88	34.19	70.89	144.75	372.23	516.98	534.57
8.32	89.95	51.95	187.17	335.73	522.90	546.38
11.27	116.89	64.88	294.49	224.54	519.03	557.78
39.37	78.42	120.82	405.79	110.90	516.69	574.45
79.47	18.23	36.48	341.51	21.64	363.15	512.50

表 3 富有机质泥质白云岩生排烃模拟过程中烃气组分产率

Table 3 The yield of hydrocarbon gas compositions for organic-rich argillaceous dolomite during the process of hydrocarbon generation and expulsion

模拟温度 (°C)	成熟度 $R_o$ (%)	烃气组分产率(kg/tc)									烃气总产率 (kg/tc)
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	
250	0.59	0.46	0.11	0.1	0.05	0.00	0.07	0.00	0.00	0.00	0.79
275	0.64	0.68	0.11	0.08	0.00	0.00	0.05	0.00	0.00	0.00	0.92
300	0.68	1.69	0.43	0.37	0.02	0.1	0.13	0.00	0.04	0.04	2.82
310	0.70	1.78	0.52	0.41	0.03	0.12	0.12	0.00	0.05	0.05	3.08
320	0.74	2.07	0.65	0.51	0.03	0.13	0.17	0.00	0.06	0.06	3.68
335	0.80	3.79	1.66	1.42	0.07	0.29	0.43	0.00	0.24	0.18	8.08
350	0.84	7.28	3.89	3.46	0.10	0.7	1.12	0.00	0.52	0.52	17.59
360	0.90	8.69	5.18	4.80	0.20	1.09	1.71	0.00	0.90	0.90	23.47
370	1.12	12.81	8.44	8.44	0.27	1.77	3.29	0.12	1.73	1.88	38.75
380	1.28	16.97	12.42	13.36	0.39	2.93	5.6	0.13	2.81	3.15	57.76
400	2.00	37.1	34.13	39.69	0.75	8.06	16.34	0.2	6.42	6.67	149.36

白云岩成烃表现为以生油为主伴生烃气的特点,随有机质成熟度增高烃气组分逐渐增多, $R_o$ 为 0.59% 时烃气组分由 CH<sub>4</sub>、C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>、C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>、C<sub>3</sub>H<sub>6</sub> 和 nC<sub>4</sub>H<sub>10</sub> 组成,至  $R_o$  为 0.74% 时烃气组分由 CH<sub>4</sub>、C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>、C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>、C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>、iC<sub>4</sub>H<sub>10</sub>、nC<sub>4</sub>H<sub>10</sub>、iC<sub>5</sub>H<sub>12</sub> 和 nC<sub>5</sub>H<sub>12</sub> 组成,各烃气组分产率随成熟度增大而逐渐增高.同时,该阶段总排出油产率和排油率(总排出油产率/总油产率 ×

100)均很低,生成的油主要滞留于泥质白云岩内,模拟温度为 250 °C ( $R_o=0.59%$ ) 时总排出油产率和残留油产率分别为 7.57 kg/tc 和 83.51 kg/tc,排油率仅为 8.31%,总排出油以排出油 1 和排出油 3 为主,产率分别为 7.57 kg/tc 和 1.61 kg/tc; 320 °C ( $R_o=0.74%$ ) 时总排出油产率和残留油产率分别增至 20.62 kg/tc 和 225.16 kg/tc,但排油率基本未增高



表4 富有机质泥质白云岩阶段生烃产率

Table 4 The hydrocarbon generation yield of different stages for organic-rich argillaceous dolomite

阶段温度 (°C)	阶段成熟度 $R_o$ (%)	阶段烃气产率 (kg/tc)	阶段烃气产率占总烃气产率 百分比(%)	阶段油产率 (kg/tc)	阶段油产率占总油产率 百分比(%)
250	0.59	0.79	0.53	91.08	17.42
250~275	0.59~0.64	0.13	0.09	45.71	8.74
275~300	0.64~0.68	1.90	1.27	38.53	7.37
300~310	0.68~0.70	0.26	0.17	48.57	9.29
310~320	0.70~0.74	0.60	0.40	21.89	4.19
320~335	0.74~0.80	4.40	2.95	150.26	28.74
335~350	0.80~0.84	9.51	6.37	120.94	23.13
350~360	0.84~0.90	5.88	3.94	5.98	1.14
360~370	0.90~1.12	15.28	10.23	-3.87	-0.74
370~380	1.12~1.28	19.01	12.73	-2.34	-0.45
380~400	1.28~2.00	91.60	61.33	-153.54	-29.36

(8.39%),总排出油仍以排出油1和排出油3为主,产率分别为13.15 kg/tc和4.50 kg/tc。

快速生油伴生气、排油能力逐渐增高演化阶段(320 °C < 模拟温度 ≤ 350 °C, 0.74 <  $R_o$  ≤ 0.84%):随模拟温度、压力的增高与有机质成熟度的增大,总油产率快速增高和烃气总产率相对缓慢增高, $R_o$ 为0.80%和0.84%时,总油产率、烃气总产率分别为396.04 kg/tc、8.08 kg/tc和516.98 kg/tc、17.59 kg/tc,各阶段总油产率仍显著高于烃气总产率,反映该阶段中富有机质泥质白云岩成烃表现为快速生油为主伴生烃气的特点,烃气组分均由 $CH_4$ 、 $C_2H_6$ 、 $C_3H_8$ 、 $C_3H_6$ 、 $iC_4H_{10}$ 、 $nC_4H_{10}$ 、 $iC_5H_{12}$ 和 $nC_5H_{12}$ 组成,各烃气组分产率随成熟度增大而增高。该阶段总排出油产率和排油率相对前一阶段稍有增大,呈现排油能力逐渐增高的特点。335 °C ( $R_o = 0.80%$ )时总排出油产率和残留油产率分别为46.44 kg/tc和349.60 kg/tc,排油率为11.73%,总排出油以排出油1和排出油2为主,产率分别为29.17 kg/tc和11.13 kg/tc; 350 °C ( $R_o = 0.84%$ )时总排出油产率和残留油产率分别为144.75 kg/tc和372.23 kg/tc,残留油产率达到最大值,排油率为28.00%,总排出油以排出油3、排出油4和排出油1为主,产率分别为70.89 kg/tc、34.19 kg/tc和33.79 kg/tc。

生烃气伴生油与油初始裂解、高效排油演化阶段(350 °C < 模拟温度 ≤ 380 °C, 0.84 <  $R_o$  ≤ 1.28% ≈ 1.30%):随模拟温度、压力的增高与有机质成熟度的增大,总油产率呈先略有增高随后稍有降低趋势,整体显示为一个相对稳定的平台,而烃气总产率则相对明显增高, $R_o$ 由0.90%增至1.28%时,总油产率和烃气总产率分别由522.90 kg/tc和23.47 kg/tc变为516.69 kg/tc和57.76 kg/tc,除 $R_o$

为0.84%~0.90%时总油产率与阶段烃气总产率基本相当外,其他各阶段烃气总产率明显高于总油产率,并且阶段总油产率呈负值,烃气组分除 $CH_4$ 、 $C_2H_6$ 、 $C_3H_8$ 、 $C_3H_6$ 、 $iC_4H_{10}$ 、 $nC_4H_{10}$ 、 $iC_5H_{12}$ 和 $nC_5H_{12}$ 之外,尚存在少量 $C_4H_8$ ,反映该阶段为生烃气伴生油与油初始裂解过程。同时,该阶段总排出油产率和排油率快速增高,呈现高效排油的特点。在360 °C ( $R_o = 0.90%$ )时总排出油产率和残留油产率分别187.17 kg/tc和335.73 kg/tc,排油率为35.79%,总排出油以排出油3、排出油4和排出油1为主,产率分别为89.95 kg/tc、51.95 kg/tc和36.95 kg/tc;至模拟温度为380 °C ( $R_o = 1.28% \approx 1.30%$ )时总排出油产率和残留油产率分别为405.79 kg/tc和110.90 kg/tc,排油率为78.55%,总排出油以排出油1、排出油4和排出油3为主,产率分别为167.18 kg/tc、120.82 kg/tc和78.42 kg/tc。

油裂解烃气兼干酪根生烃气阶段(模拟温度 > 380 °C,  $R_o > 1.28% \approx 1.30%$ ):总油产率、排出油产率以及残留油产率均快速降低,而烃气产率迅速增高,烃气组分由 $CH_4$ 、 $C_2H_6$ 、 $C_3H_8$ 、 $C_3H_6$ 、 $iC_4H_{10}$ 、 $nC_4H_{10}$ 、 $C_4H_8$ 、 $iC_5H_{12}$ 和 $nC_5H_{12}$ 组成。模拟温度为400 °C ( $R_o = 2.00%$ )时总油产率、排出油产率、残留油产率和烃气产率分别为363.15 kg/tc、341.51 kg/tc、21.64 kg/tc和149.36 kg/tc,反映该阶段泥质白云岩生成的油开始大量裂解向烃气转化,并且生成的油大部分可排出泥质白云岩,排油率高达94.04%,排出油以排出油1、排出油2为主,产率分别为207.33 kg/tc、79.47 kg/tc,而排出油3、排出油4的产率分别降低至18.23 kg/tc、36.48 kg/tc,这暗示原来排聚到泥质白云岩上、下砂岩层中的油已大量裂解成烃气而有效排出了成烃系统。郑伦举等

(2008)研究认为,轻质油转化为烃气的效率约为 50%。泥质白云岩由  $R_o = 1.28\% \approx 1.30\%$  至  $2.00\%$  时,阶段烃气产率为  $91.60 \text{ kg/tc}$ ,阶段油产率则降低  $153.54 \text{ kg/tc}$ 。

### 3 对页岩油勘探评价的启示

#### 3.1 泥质白云岩烃源岩滞留油赋存方式

富有机质泥页岩等层系能生成烃类已被公认,但对泥页岩内残留烃量和滞留机理却存在不同的认识 (Leythaeuser and Poelchau, 1991; Pepper and Corvi, 1995; 庞雄奇, 1995; Stainforth, 2009)。目前学者们普遍认为富有机质泥页岩内滞留油主要以吸附态赋存于有机质内部和表面,干酪根吸附作用是油滞留的主要机制,其次则以游离态赋存于泥页岩的孔、缝系统内 (Ritter, 2003; Larter *et al.*, 2012; 邹才能等, 2013),赋存于干酪根中的滞留油其运移方式主要靠扩散作用而不是经典的达西渗流作用,即使在人工压裂情况下对生产能力的也很小 (Larter *et al.*, 2012),这说明与有机质吸附态赋存的滞留油即使通过非常规技术也难以有效动用,因此,揭示泥质白云岩不同演化阶段滞留油赋存方式,对页岩油勘探具有重要意义。

笔者对不同热演化阶段生排烃模拟实验后的残留样开展总有机碳、滞留油量分析,并根据分析结果计算残余有机碳含量 (总有机碳 - 滞留油量  $\times 0.85$ )。不同热演化阶段泥质白云岩内滞留油含量与残余有机碳含量变化特征如表 5 和图 3 所示。

随模拟温度的增高 (即有机质成熟度  $R_o$  的增大),滞留于泥质白云岩内的油量呈现先增加后减小的动态变化规律,而残余有机碳含量则呈现逐渐降

低的趋势,即以模拟温度为  $350 \text{ }^\circ\text{C}$  ( $R_o = 0.84\%$ ) 为分界,泥质白云岩滞留油与残余有机碳含量之间分别呈负相关性与正相关性两种特征。在  $250 \text{ }^\circ\text{C}$  ( $R_o = 0.59\%$ ) 时泥质白云岩内滞留油量为  $2.94 \text{ mg/g}$ ,残余有机碳含量为  $3.34\%$ ;在  $350 \text{ }^\circ\text{C}$  ( $R_o = 0.84\%$ ) 时泥质白云岩内滞留油量达到最大为  $13.60 \text{ mg/g}$ ,残余有机碳含量为  $1.65\%$ ;之后随模拟温度增高 (即有机质成熟度  $R_o$  的增大),泥质白云岩内滞留油量和残余有机碳含量均逐渐减小,至  $400 \text{ }^\circ\text{C}$  ( $R_o = 2.00\%$ ) 时,泥质白云岩内滞留油量降至  $0.82 \text{ mg/g}$ ,残余有机碳含量降至  $1.35\%$ 。若假设滞留油均与有机质吸附作用有关,那么在  $250 \text{ }^\circ\text{C}$  时 ( $R_o = 0.59\%$ ) 有机碳内滞留油量为  $88 \text{ mg/g}$ ,在  $350 \text{ }^\circ\text{C}$  时 ( $R_o = 0.84\%$ ) 有机碳内滞留油量高达  $826 \text{ mg/g}$ ,至  $400 \text{ }^\circ\text{C}$  时 ( $R_o = 2.00\%$ ),有机碳内滞留油量降至  $61 \text{ mg/g}$  (表 5)。而颜永何等 (2015) 采用溶胀实验对 II 型干酪根的留烃量模拟,结果表明随着成熟度的增加,溶胀比下降留烃量随之降低,液态烃中各组分的留烃量也不同,饱和烃量最低故最容易从烃源岩中排出,而 NSOs 留烃量最大最不易排出,未成熟样品的留烃量最大,  $>120 \text{ mg/g TOC}$ ,在  $R_o$  为  $0.90\%$  时留烃量降至约  $100 \text{ mg/g TOC}$ ,在  $R_o$  为  $1.20\%$  时留烃量降至  $<50 \text{ mg/g TOC}$ 。由此笔者推断,富有机质泥质白云岩在成熟度较低的热演化阶段 ( $R_o < 0.68\%$ ),滞留油应主要以有机质吸附态赋存,在  $0.68\% \leq R_o < 1.30\%$  的热演化阶段,泥质白云岩烃源岩生成的油量已远大于有机质吸附的量,油可以入侵有机质周边的孔隙和微裂缝系统,一部分油将沿连通性好的优势孔缝系统发生运移,排出泥质白云岩,另一部分则以游离态为主仍赋存于泥质白云岩矿物基质微-纳米级孔喉和微裂缝系统中,成为滞留油的主

表 5 泥质白云岩不同热演化阶段滞留烃含量与残余有机碳含量

Table 5 The contents of retained hydrocarbons and residual organic carbon in argillaceous dolomite at different thermal maturity stages

模拟温度 ( $^\circ\text{C}$ )	成熟度 $R_o$ (%)	滞留油 ( $\text{mg/g Rock}$ )	残余有机质 (%)	滞留油 ( $\text{mg/g TOC}$ )	备注
250	0.59	2.94	3.34	88	
275	0.64	4.52	3.33	136	
300	0.68	5.78	3.28	175	
310	0.70	7.33	2.91	252	
320	0.74	8.17	2.67	306	滞留油值是假设滞留
335	0.80	12.57	2.4	522	油全部与有机质呈吸
350	0.84	13.6	1.65	826	附态赋存时的含量
360	0.90	12.44	1.61	775	
370	1.12	8.34	1.57	532	
380	1.28	4.43	1.40	317	
400	2.00	0.82	1.35	61	

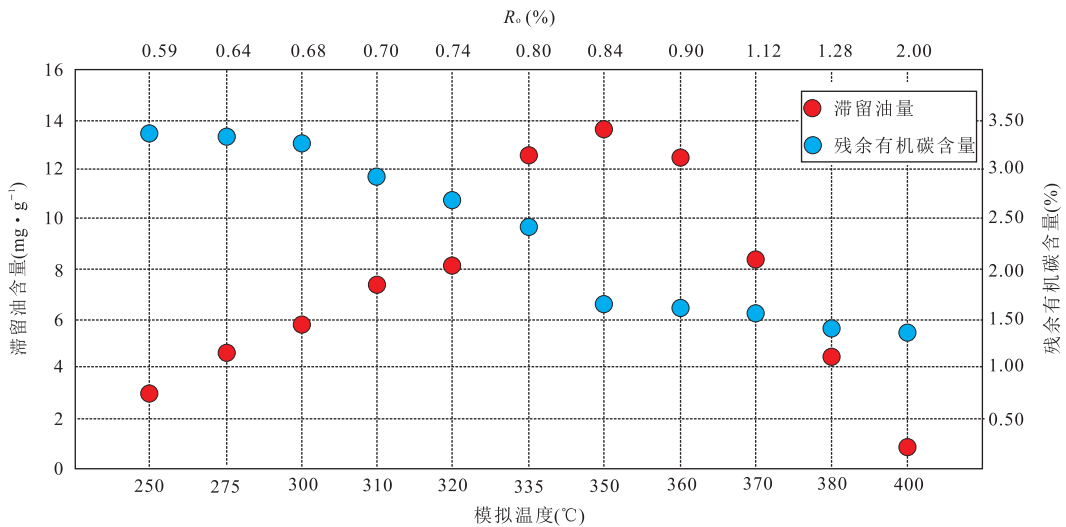


图3 泥质白云岩不同热演化阶段滞留烃含量与残余有机碳含量

Fig.3 The contents of retained hydrocarbons and residual organic carbon in argillaceous dolomite at different thermal maturity stages

要组成部分,因此,在主生油窗内,滞留油主要以游离态赋存于泥质白云岩矿物基质微—纳米级孔喉和微裂缝内,而非以有机质吸附态赋存为主。在高成熟阶段,烃气的生成和原油裂解成气将加速异常高压、微裂缝形成与排烃作用,从而使泥质白云岩内滞留油量很低。同时,模拟实验结果揭示,不能简单地根据烃源岩滞留油量与有机碳含量呈正相关关系来推断烃源岩内滞留油主要以有机质吸附态赋存。

### 3.2 湖相泥质白云岩烃源层系有利页岩油勘探的成熟度范围

所谓页岩油是指赋存在富有机质页岩(泥岩)或与之密切共生的贫有机质岩相如碳酸盐岩、粉砂岩或砂岩薄层内,通过非常规技术可采出的石油资源(Jarvie, 2012)。烃源层系内页岩油富集的控制因素复杂,但概括起来主要与三大要素系统有关,即岩相类型/沉积环境(决定烃源层系岩石矿物组成、结构、构造以及有机质丰度类型等)、热成熟度/化学过程(决定油气含量与性质、基质孔缝保持、有机孔缝形成等)和保存边界条件/物理过程(包括顶底板、侧向封堵、裂缝系统等)(黎茂稳等, 2015)。由于富有机质白云岩层系形成于咸水—半咸水深湖、半深湖相甚至盐湖相环境,地处沉积盆地中心,保存边界条件良好,成烃演化过程中体系一般属相对封闭体系,生成的油极易在富有机质白云岩层系内滞留聚集。因此,对于富有机质白云岩层系而言,成熟度是决定其是否具有页岩油勘探潜力的关键。目前针对页岩油有利勘探区烃源岩成熟度的范围,不同学者的观点存在一定差异;邹才能等(2013)认为成熟度范围为

0.80%~2.00%,张金川等(2012)认为成熟度范围为0.50%~1.50%,而卢双舫等(2012)则提出范围为0.70%~1.10%,李吉君等(2014)针对泌阳凹陷勘探实践指出范围为0.80%~1.20%。上述富有机质泥质白云岩的生排烃模拟结果表明,在 $R_o < 0.84\%$ 时,尽管可以生成大量的油,但生成的油可动性弱,即使存在压差排烃作用,排出油产率仍很低(图2);同时在该热演化阶段,尽管随着热演化程度的增高,泥质白云岩生成的油量在不断增多,但泥质白云岩残留油(滞留油)也随之在增大,至 $R_o = 0.84\%$ 时滞留量达到最大值,暗示此时泥质白云岩才真正达到自饱和。而在 $R_o \geq 0.84\%$ 的生油窗内,生成的油可以发生高效的排油作用,并且排出油主要聚集在相邻的贫有机质夹层内,而滞留于泥质白云岩的油又主要以游离态赋存于泥质白云岩矿物基质微—纳米级孔喉和微裂缝内,在非常规技术改造作用下其可动性相对高些。但在我国各湖相盆地中,现今成熟度大于1.30%的富有机质白云质泥岩、泥质白云岩等层系埋藏深度均在3 500 m甚至4 000 m以上,如江汉盆地潜江凹陷潜江组高成熟富有机质白云质泥岩、泥质白云岩层系埋深在4 000 m以上。因此,兼顾到勘探经济效益等问题,本文提出针对湖相富有机质白云质泥岩、泥质白云岩等层系,有利页岩油勘探的成熟度范围以0.84%~1.30%为佳。

## 4 结论

(1)典型低成熟富有机质泥质白云岩近地质条



件下的生排烃模拟实验表明,随着模拟温度与压力的增高(有机质热演化程度的增大),富有机质泥质白云岩的生油(生烃气)、排出油与滞留油产率以及阶段生油产率与生烃气产率等变化特征呈现明显差异的 4 个演化阶段:(1)缓慢生油伴生烃气、排油能力有限演化阶段(模拟温度 $\leq 320\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $R_o\leq 0.74\%$ );(2)快速生油伴生烃气、排油能力逐渐增高演化阶段( $320\text{ }^{\circ}\text{C}<$ 模拟温度 $\leq 350\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $0.74<R_o\leq 0.84\%$ );(3)生烃气伴生油与油初始裂解、高效排油演化阶段( $350\text{ }^{\circ}\text{C}<$ 模拟温度 $\leq 380\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $0.84<R_o\leq 1.28\%\approx 1.30\%$ );(4)油裂解烃气兼干酪根生烃气阶段(模拟温度 $>380\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,成熟度 $R_o>1.30\%$ )。

(2)不同热演化阶段泥质白云岩内滞留油的赋存方式不同,低成熟阶段( $R_o<0.68\%$ )滞留油主要以有机质吸附态赋存,低成熟晚期—高成熟阶段( $0.68\%\leq R_o\leq 2.00\%$ )其主要以游离态赋存于泥质白云岩矿物基质微—纳米级孔喉和微裂缝系统,不能简单地根据烃源岩滞留油量与有机碳含量呈正相关关系来推断烃源岩内滞留油主要以有机质吸附态赋存。

(3)根据模拟研究结果,结合实际地质情况并考虑勘探经济效益,本文提出湖相富有机质白云质泥岩、泥质白云岩等层系有利页岩油勘探的成熟度范围为  $0.84\%\sim 1.30\%$ 。

## References

- Chen, J. J., Cheng, K. M., Xiong, Y., et al., 2005. Hydrocarbon Generation of Laminar Algal Limestone of Lower Cretaceous in the Jiuxi Depression, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 32(6): 61—65 (in Chinese with English abstract).
- Fu, W. D., Chen, X., Sun, F. H., et al., 2002. Hydrocarbon Reserving Performance and Exploration Potential of Lake Facies Dolomite in Biyang Depression. *Journal of Jiangnan Petroleum Institute*, 24(1): 8—10 (in Chinese with English abstract).
- Guan, D. F., Xu, X. H., Li, Z. M., et al., 2014. Hydrocarbon Generation Theory of Source Rocks in Confined System and Application. Petroleum Industry Press, Beijing, 49—63 (in Chinese).
- Jarvie, D. M., 2012. Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2—Shale-Oil Resource Systems. In: Breyer, J. A., ed., *Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century*. AAPG Memoir, 97: 89—119. <https://doi.org/10.1306/13321447m973489>
- Jiang, F. H., Liu, X. L., Xu, S. T., 1998. Early Cretaceous Charophyte Fossils and Their Time Significance from Bayan Qagan Sag, Eren Basin. *Acta Micropalaeontologica Sinica*, 15(1): 85—90 (in Chinese with English abstract).
- Larter, S. R., Huang, H. P., Snowdon, L., et al., 2012. What We do not Know about Self Sourced Oil Reservoirs: Challenges and Potential Solutions. SPE Canadian Unconventional Resources Conference, Calgary. <https://doi.org/10.2118/162777-ms>
- Leythaeuser, D., Poelchau, H. S., 1991. Expulsion of Petroleum from Type III Kerogen Source Rocks in Gaseous Solution: Modelling of Solubility Fractionation. *Geological Society, London, Special Publications*, 59(1): 33—46. <https://doi.org/10.1144/gsl.sp.1991.059.01.03>
- Li, J. J., Shi, Y. L., Zhang, X. W., et al., 2014. Control Factors of Enrichment and Producibility of Shale Oil: A Case Study of Biyang Depression. *Earth Science*, 39(7): 848—857 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2014.079>
- Li, L., Xu, G. S., Wang, W., et al., 2007. Accumulation Patterns of the Oil Reservoirs in the Daerqi Area, Baiyinchagan Sag, Inner Mongol, China. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 34(3): 277—284 (in Chinese with English abstract).
- Li, M. W., Li, Z. M., Li, Z., et al., 2015. Formation and Occurrence Mechanism of Continental Shale Oil. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi (in Chinese).
- Li, Z. M., Zheng, L. J., Ma, Z. L., et al., 2011. Simulation of Source Rock for Hydrocarbon Generation and Expulsion in Finite Space and Its Significance. *Petroleum Geology & Experiment*, 33(5): 447—451, 459 (in Chinese with English abstract).
- Lu, S. F., Huang, W. B., Chen, F. W., et al., 2012. Classification and Evaluation Criteria of Shale Oil and Gas Resources: Discussion and Application. *Petroleum Exploration and Development*, 39(2): 249—256 (in Chinese with English abstract).
- Ma, S. P., Luo, C. S., Tian, C. T., et al., 2012. Hydrocarbon-Generating Characteristics of Lacustrine Carbonate Rocks. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 39(6): 583—587 (in Chinese with English abstract).
- Ma, S. P., Sun, D., Zhang, X. B., et al., 2011. The Study of Hydrocarbon Generation Kinetics in Lower Cretaceous Lacustrine Source Rocks, Qingxi Depression, Jiuxi Basin. *Natural Gas Geoscience*, 22(2): 219—223 (in Chinese with English abstract).
- Ma, Z. L., Zheng, L. J., Li, Z. M., 2012. The Thermocompression Simulation Experiment of Source Rock Hydrocar-

- bon Generation and Expulsion in Formation Porosity, *Acta Sedimentologica Sinica*, 30(5): 955—963 (in Chinese with English abstract).
- Ma, Z. L., Zheng, L. J., Qin, J. Z., et al., 2011. Hydrocarbon Generation and Expulsion Caused by Pressure Difference between Source Rock and Reservoir during Basin Subsiding and Uplifting, *Petroleum Geology & Experiment*, 33(4): 402—407 (in Chinese with English abstract).
- Pang, X. Q., 1995. Theory and Application of the Hydrocarbon Expulsion Threshold Controlling Petroleum Distribution. Petroleum Industry Press, Beijing, 34—56 (in Chinese).
- Pepper, A. S., Corvi, P. J., 1995. Simple Kinetic Models of Petroleum Formation. Part I: Oil and Gas Generation from Kerogen, *Marine and Petroleum Geology*, 12(3): 291—319. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)98381-e](https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98381-e)
- Que, Y. Q., Zheng, L. J., Cheng, Q. Q., et al., 2015. Vitrinite Reflectance Correction of Residues in Organic Matter Pyrolysis Simulation Experiments, *Petroleum Geology & Experiment*, 37(4): 506—511, 517 (in Chinese with English abstract).
- Ritter, U., 2003. Solubility of Petroleum Compounds in Kerogen: Implications for Petroleum Expulsion, *Organic Geochemistry*, 34(3): 319—326. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(02\)00245-0](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(02)00245-0)
- Shao, H. S., Huang, X. Z., Yan, C. F., et al., 2002. Conditions for the Formation of Immature Oil in Lacustrine Carbonate Rocks in Biyang Depression, *Geochimica*, 31(3): 266—272 (in Chinese with English abstract).
- Stainforth, J. G., 2009. Practical Kinetic Modeling of Petroleum Generation and Expulsion, *Marine and Petroleum Geology*, 26(4): 552—572. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.01.006>
- Tan, Y. M., Feng, J. H., Jin, G. X., et al., 2003. Geochemical Characteristics and Physical Features of Daerqi Oilfield, Baiyinchagan Depression, *Geochimica*, 32(3): 271—281 (in Chinese with English abstract).
- Tu, J. Q., Chen, J. P., Zhang, D. J., et al., 2012. A Petrographic Classification of Macerals in Lacustrine Carbonate Source Rocks and Their Organic Petrological Characteristics: A Case Study on Jiuxi Basin, NW China, *Acta Petrologica Sinica*, 28(3): 917—926 (in Chinese with English abstract).
- Wang, G. L., Wang, T. G., Zhang, L. Y., 2007. Hydrocarbon Generation Characteristics for Lacustrine Carbonate Source Rocks in Bonan Sag of Jiyang Depression, *Acta Petrologica Sinica*, 28(2): 62—68 (in Chinese with English abstract).
- Wu, S. Q., Tang, X. S., Du, X. J., et al., 2013. Geologic Characteristics of Continental Shale Oil in the Qianjiang Depression, Jiangnan Salt Lake Basin, *Journal of East China Institute of Technology (Natural Science)*, 36(3): 282—286 (in Chinese with English abstract).
- Xiong, Y., Cheng, K. M., Ma, L. Y., 2006. Hydrocarbon Generation of Lower Cretaceous Lacustrine Carbonate in Jiuxi Depression, *Petroleum Exploration and Development*, 33(6): 687—691 (in Chinese with English abstract).
- Yan, Y. H., Zou, Y. R., Qu, Z. Y., et al., 2015. Experimental Study on Hydrocarbon Retention-Expulsion of Es<sub>4</sub> Formation Source Rock in the Dongying Depression, *Geochimica*, 44(1): 79—86 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Z. M., Wang, Q., Shi, J. A., et al., 2003. Controls on the Enrichment of Oil Pools in Qingxi Sag, Jiuxi Basin, *Acta Sedimentologica Sinica*, 21(4): 695—701 (in Chinese with English abstract).
- Yao, Y., Wang, G., Li, L., et al., 2017. The Reservoir Heterogeneity Characteristics and Affecting Factors of Tight Lacustrine Dolomite Reservoirs, *Earth Science*, 42(12): 2327—2335 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.145>
- Zhang, J. C., Lin, L. M., Li, Y. X., et al., 2012. Classification and Evaluation of Shale Oil, *Earth Science Frontiers*, 19(5): 322—331 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, Y. M., Zhang, F. D., 2010. Reservoir-Forming Characteristics of Baiyinchagan Sag in Erlian Basin, *Petroleum Exploration and Development*, 37(1): 32—37 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, Z. P., Lin, C. M., Xu, S. M., et al., 2010. Sedimentary Characteristics and Evolution of Lower Cretaceous Duhongmu Formation in Baiyinchagan Sag, Erlian Basin in Inner Mongolia, *Journal of Stratigraphy*, 34(3): 303—311 (in Chinese with English abstract).
- Zheng, L. J., Guan, D. F., Guo, X. W., et al., 2015. Key Geological Conditions Affecting Pyrolysis Experiments of Marine Source Rocks for Hydrocarbon Generation, *Earth Science*, 40(5): 909—917 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2015.075>
- Zheng, L. J., He, S., Qin, J. Z., et al., 2011. Formation Water of Near-Critical Properties and Its Effects on the Processes of Hydrocarbon Generation and Expulsion, *Earth Science*, 36(1): 83—92 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2011.009>
- Zheng, L. J., Wang, Q., Qin, J. Z., et al., 2008. Hydrocarbon-Regeneration Capability of Marine Paleo-Reservoir and Soluble Organic Matter, *Petroleum Geology & Experiment*, 30(4): 390—395 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Yang, Z., Cui, J. W., et al., 2013. Formation Mecha-

nism, Geological Characteristics and Development Strategy of Nonmarine Shale Oil in China. *Petroleum Exploration and Development*, 40(1): 14–26 (in Chinese with English abstract).

## 附中文参考文献

- 陈建军,程克明,熊英,等,2005.酒西坳陷下白垩统藻纹层灰岩生烃特征.石油勘探与开发,32(6):61–65.
- 伏卫东,陈祥,孙风华,等,2002.泌阳凹陷湖相白云岩油气储集性能及勘探潜力.江汉石油学院学报,24(1):8–10.
- 关德范,徐旭辉,李志明,等,2014.烃源岩有限空间生烃理论与应用.北京:石油工业出版社,49–63.
- 蒋飞虎,刘晓丽,许书堂,1998.二连盆地白音查干凹陷早白垩世轮藻化石及其时代意义.微体古生物学报,15(1):85–90.
- 李吉君,史颖琳,章新文,等,2014.页岩油富集可采主控因素分析:以泌阳凹陷为例.地球科学,39(7):848–857. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2014.079>
- 李莉,徐国盛,王威,等,2007.白音查干凹陷达尔其油田油气成藏规律.成都理工大学学报(自然科学版),34(3):277–284.
- 黎茂稳,李志明,李政,等,2015.陆相页岩油形成演化与赋存机理.中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所,无锡.
- 李志明,郑伦举,马中良,等,2011.烃源岩有限空间油气生排模拟及其意义.石油实验地质,33(5):447–451,459.
- 卢双舫,黄文彪,陈方文,等,2012.页岩油气资源分级评价标准探讨.石油勘探与开发,39(2):249–256.
- 马素萍,罗春树,田春桃,等,2012.湖相碳酸盐烃源岩热解生烃特征.成都理工大学学报(自然科学版),39(6):583–587.
- 马素萍,孙东,张晓宝,等,2011.酒西盆地青西凹陷下白垩统湖相烃源岩生烃动力学研究.天然气地球科学,22(2):219–223.
- 马中良,郑伦举,李志明,2012.烃源岩有限空间温压共控生排烃模拟实验研究.沉积学报,30(5):955–963.
- 马中良,郑伦举,秦建中,等,2011.盆地沉降、抬升过程中源储压差的生排烃效应.石油实验地质,33(4):402–407.
- 庞雄奇,1995.排烃门限控油气理论与应用.北京:石油工业出版社,34–56.
- 阙永泉,郑伦举,承秋泉,等,2015.有机质热解模拟实验残留

物镜质体反射率校正研究.石油实验地质,37(4):506–511,517.

- 邵宏舜,黄杏珍,闫存凤,等,2002.泌阳凹陷湖相碳酸盐岩未成熟石油的形成条件.地球化学,31(3):266–272.
- 谈玉明,冯建辉,靳广兴,等,2003.白音查干凹陷达尔其油田原油地球化学与物性特征.地球化学,32(3):271–281.
- 涂建琪,陈建平,张大江,等,2012.湖相碳酸盐岩烃源岩有机显微组分分类及其岩石学特征——以酒西盆地为例.岩石学报,28(3):917–926.
- 王广利,王铁冠,张林晔,2007.济阳坳陷渤南洼陷湖相碳酸盐岩成烃特征.石油学报,28(2):62–68.
- 吴世强,唐小山,杜小娟,等,2013.江汉盆地潜江凹陷陆相页岩油地质特征.东华理工大学学报(自然科学版),36(3):282–286.
- 熊英,程克明,马立元,2006.酒西坳陷下白垩统湖相碳酸盐岩生烃研究.石油勘探与开发,33(6):687–691.
- 颜永何,邹艳荣,屈振亚,等,2015.东营凹陷沙四段烃源岩留一排烃量的实验研究.地球化学,44(1):79–86.
- 杨智明,王琪,史基安,等,2003.酒西坳陷青西凹陷富油的地质—地球化学因素分析.沉积学报,21(4):695–701.
- 姚悦,王刚,李乐,等,2017.湖相致密白云岩不均一油藏特征及主控因素.地球科学,42(12):2327–2335. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.145>
- 张金川,林腊梅,李玉喜,等,2012.页岩油分类与评价.地学前缘,19(5):322–331.
- 张亚敏,张放东,2010.二连盆地白音查干凹陷成藏特征.石油勘探与开发,37(1):32–37.
- 张志萍,林春明,徐深谋,等,2010.二连盆地白音查干凹陷下白垩统都红木组沉积特征及演化.地层学杂志,34(3):303–311.
- 郑伦举,关德范,郭小文,等,2015.影响海相烃源岩热解生烃过程的地质条件.地球科学,40(5):909–917. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2015.075>
- 郑伦举,何生,秦建中,等,2011.近临界特性的地层水及其对烃源岩生排烃过程的影响.地球科学,36(1):83–92. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2011.009>
- 郑伦举,王强,秦建中,等,2008.海相古油藏及可溶有机质再生烃气能力研究.石油实验地质,30(4):390–395.
- 邹才能,杨智,崔景伟,等,2013.页岩油形成机制、地质特征及发展对策.石油勘探与开发,40(1):14–26.