

成岩演化对陆相致密砂岩储层可动性差异的控制机理及演化模式

——以松辽盆地北部下白垩统扶余油层为例

邵鑫笛^{1,2}, 宋岩^{1,2*}, 姜振学^{1,2}, 姜林³, 马行陟³, 张原豪^{1,2}

1 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249

3 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

* 通信作者, sya@petrochina.com.cn

收稿日期: 2024-08-12; 修回日期: 2024-12-30

中石油“前瞻性、基础性”课题“全油气系统理论与非常规油气成藏机理”(2021DJ0101)资助

摘要 可动性是致密砂岩在油气开发、预测以及评价过程中的重要参数。致密砂岩经历的成岩作用复杂多样, 成岩演化过程对可动性的控制机理不明确, 制约了致密砂岩油气成藏机理研究以及甜点优选工作。本研究以松辽盆地北部泉头组扶余油层致密砂岩为研究对象, 通过高压压汞、核磁共振、扫描电镜以及薄片观察等手段, 探究成岩演化过程中成岩作用对致密砂岩可动性的约束机理。研究表明, 早成岩阶段主要发生压实作用, 孔隙类型主要为原生孔隙和残余粒间孔, 主要发育宏孔和介孔, 宏孔是可动流体的主要赋存空间, 可动流体饱和度较高; 中成岩阶段A期主要发生压实作用和溶蚀作用, 同时发生一定程度的胶结作用, 孔隙类型主要为残余粒间孔和溶蚀孔, 孔隙结构逐渐复杂且连通性降低, 介孔占比逐渐增加, 可动流体饱和度持续下降; 中成岩阶段B期主要发生胶结作用, 大量胶结物的沉淀占据了残余粒间孔以及溶蚀孔等有效储集空间和喉道, 宏孔基本消亡, 介孔成为流体主要的赋存空间, 可动性较差。不同成岩阶段发生的成岩作用对储层孔隙结构的控制作用决定了致密砂岩储层的可动性。最后建立了成岩演化约束下的致密砂岩储层可动性演化模式, 阐明了成岩演化、孔隙结构以及可动流体赋存之间的潜在关系, 对更好认识致密砂岩储层甜点的空间分布规律和可动性差异, 同时可为开发手段技术方案的进一步优化提供概念依据。

关键词 可动性; 孔隙结构; 成岩作用; 致密砂岩; 扶余油层; 松辽盆地

中图分类号: P618.13; TE122

The control mechanism and evolution model of diagenesis on the mobility difference of continental tight sandstone reservoirs: Taking Fuyu oil layer of Lower Cretaceous in the northern Songliao Basin as an example

SHAO Xindi^{1,2}, SONG Yan^{1,2}, JIANG Zhenxue^{1,2}, JIANG Lin³, MA Xingzhi³, ZHANG Yuanhao^{1,2}

引用格式: 邵鑫笛, 宋岩, 姜振学, 姜林, 马行陟, 张原豪. 成岩演化对陆相致密砂岩储层可动性差异的控制机理及演化模式——以松辽盆地北部下白垩统扶余油层为例. 石油科学通报, 2025, 10(01): 16-34

SHAO Xindi, SONG Yan, JIANG Zhenxue, JIANG Lin, MA Xingzhi, ZHANG Yuanhao. The control mechanism and evolution model of diagenesis on the mobility difference of continental tight sandstone reservoirs: Taking Fuyu oil layer of Lower Cretaceous in the northern Songliao Basin as an example. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(01): 16-34. DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.01.004

1 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

3 Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China

Received: 2024-08-12; Revised: 2024-12-30

Abstract Mobility is an important parameter of tight sandstone in the process of oil and gas development, prediction, and evaluation. The complex diagenesis process and the lack of knowledge about the control mechanism of the evolution process on mobility restrict the understanding of the hydrocarbon accumulation mechanism and "sweet spot" optimization of tight sandstone. In this study, the tight sandstone of the Fuyu oil layer of the Quantou Formation in the northern Songliao Basin was taken as the research object. Utilizing a combination of high-pressure mercury injection, nuclear magnetic resonance, scanning electron microscopy, and thin section observation, the mechanism of diagenesis on the mobility of tight sandstone in the diagenetic evolution process was explored. The results show that compaction mainly occurs in the early diagenesis stage. The pore types are mainly primary pores and residual intergranular pores. Macropores and mesopores are mainly developed. Macropores are the main occurrence space of movable fluid, and the saturation of movable fluid is high. In the middle diagenesis stage A, compaction and dissolution mainly occur, and a certain degree of cementation occurs at the same time. The pore types are mainly residual intergranular pores and dissolution pores. The pore structure is gradually complicated and the connectivity is reduced. The proportion of mesopores gradually increases, and the saturation of movable fluid continues to decrease. In the B stage of the middle diagenetic stage, cementation mainly occurred. The precipitation of many cements occupied the effective reservoir space and throats such as residual intergranular pores and dissolution pores. The macropores almost disappeared, and the mesopores became the main occurrence space of the fluid, and the mobility was poor. The control of diagenesis on reservoir pore structure in different diagenesis stages determines the mobility of tight sandstone reservoirs. Finally, the mobility evolution model of the tight sandstone reservoirs under the constraint of diagenetic evolution is established. The potential relationship between diagenetic evolution, pore structure, and free fluid occurrence is clarified. All these can help a better understanding of the spatial distribution law and mobility difference of sweet spots in the tight sandstone reservoirs, and also provide a conceptual basis for further optimization of development means and technical schemes.

Keywords mobility; pore structure; diagenesis; tight sandstone; Fuyu oil layer; Songliao Basin

DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.01.004

0 引言

近年来,致密油作为一种大面积连续分布的一种非常规油气资源,引起石油地质学家们的广泛关注^[1-2]。致密砂岩储层物性差,孔隙以次生孔隙为主,孔喉一般以微纳米级为主,单井一般无自然产能^[2-3],可动流体的含量直接决定油井的采收率与产量,相较于孔隙度和渗透率等传统参数,可动流体饱和度被认为是更合适的评价参数^[4-5]。目前,国内外学者针对致密砂岩储层可动性开展了相关研究认为致密储层微观孔隙结构是控制其可动性的主要因素,较大的孔隙和喉道有利于致密储层内部流体的赋存和渗流^[6];较好的孔喉连通性则是控制致密储层可动性的关键因素^[7]。此外,较好的储层物性有利于储层流体的渗流^[8-9];黏土矿物的含量对致密储层可动性的影响则主要体现在黏土矿物的吸附性会增加束缚水饱和度和黏土矿物堵塞孔喉两个方面,降低致密储层的可动性^[10]。

致密储层经历了强烈的成岩演化作用最终才形成了现今复杂的原位地质条件^[11-12]。成岩演化过程中往

往伴随着储层物性演化、孔隙结构演化以及矿物之间相互转化等过程^[13-14],以上因素又对致密储层可动性又有着控制作用,最终影响了致密储层烃类流体的可采出程度,其本质上是致密储层的成岩演化控制了致密储层的可动性^[7,9]。虽然前人针对致密储层可动性及其控制因素均开展了相关研究,但这些研究仅仅孤立的讨论了两之间相关性的表面现象,忽视了致密储层成岩演化过程与现今可动性的内在关联,致密储层可动性对成岩演化过程的响应机制不清、耦合演化过程不明,仍有待进一步探讨。本次研究针对成岩做用控制下的致密储层可动性差异的控制机理,以松辽盆地北部泉头组扶余油层为研究对象,通过薄片观察、压汞测试以及核磁共振讨论致密储层微观孔隙结构以及可动性特征,结合岩石薄片、扫描电镜观察等测试明确致密砂岩储层成岩演化过程,探讨致密储层可动性对成岩演化的响应以及耦合演化过程。研究结果将为松辽盆地北部致密储层特征及可动性的成岩控制作用提供示例,有助于深入理解优质致密储层的发育机制并为甜点有利区优选提供理论支持。

1 区域地质背景

松辽盆地是一个北北东向的大型菱形中生代—新生代陆相沉积盆地(图 1a), 富含油气资源^[15-16]。盆地整体经历了断陷、拗陷和反转三大演化阶段^[17-20]。根据构造特征, 可将松辽盆地划分为北部倾没区、西部斜坡区、东北隆起区、中央拗陷区、东南隆起区和西南隆起区六大一级构造单元, 中央拗陷区是最主要的油气富集单元^[16,21]。拗陷期, 泉头组与青山口组沉积共同构成了一个完整的水进—水退旋回^[22]。泉头组时期, 沉积体系受到六大物源体系的影响, 超覆于登娄库组之上, 整体为水进沉积体系^[23]。泉一、二段沉积中心受控于盆地基底断裂, 发育具有多个沉降中心, 平面上呈现出滨浅湖与河流沉积交替出现的特点^[24-25]。泉三、四段沉积时期, 盆地进入整体拗陷期, 沉积厚度增加, 最厚可达 600 m, 泉三段主要发育零星的浅水湖泊相和广泛的河流相^[22]。相较于泉三段, 泉四段发育广泛的浅水三角洲和湖泊相沉积。泉三、四段广泛发育的河道相砂体以及三角洲相分流河道砂体纵向

上多期叠置、横向上交替连片形成大面积连续分布的优质砂体, 构成了松辽盆地北部中浅层重要的致密储集层系^[15-16,26], 与青山口组沉积时期形成的优质页岩构成良好的成藏组合, 是扶余油层致密油的主要富集层段(图 1b)。

2 样品与方法

2.1 样品信息

本次研究所使用的铸体薄片、X射线衍射、粒度分析、薄片鉴定以及砂岩样品资料由大庆油田勘探开发研究院提供。基于收集到的X射线衍射和铸体薄片以及普通薄片观察到的成岩现象, 结合中国石油天然气行业标准《碎屑岩成岩阶段划分》(SY/T 5477—2003), 挑选出成分和结构类似的不同成岩阶段的致密砂岩样品共 4 块(表 1), 分别开展高压压汞、扫描电镜、核磁共振、包裹体均一温度以及显微照相实验。

2.2 测试方法

高压压汞测试仪器为 AutoPore IV 9500 (Mi-

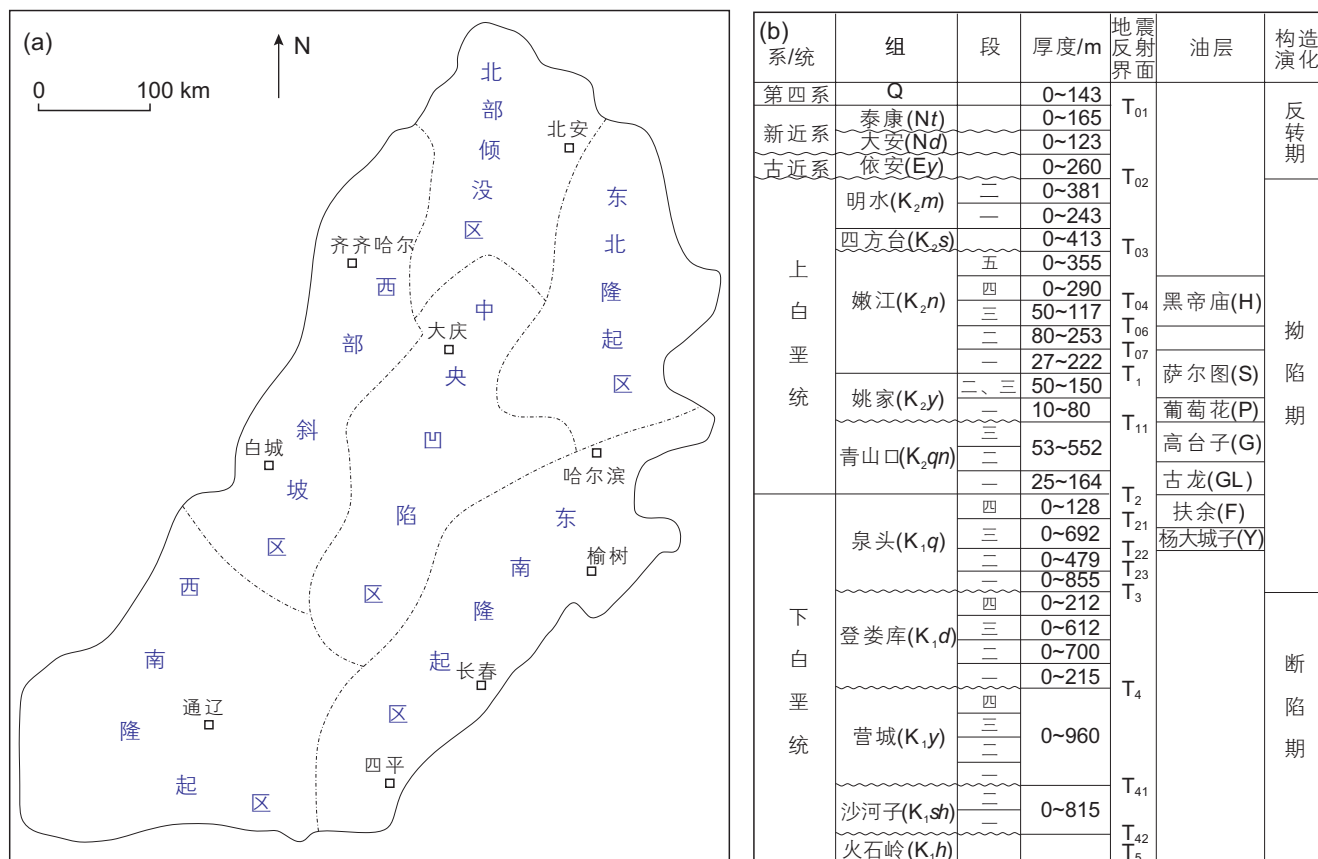


图 1 松辽盆地北部构造单元划分与地层综合柱状图

Fig. 1 Division of tectonic units and comprehensive histogram of strata in northern Songliao Basin

cro-meritics), 测试标准和数据处理流程参考国家标准 GB/T 21650.1-2008, 孔径分布的计算公式参考 Washburn 方程^[27]。核磁共振测试仪器为 MicroMR12-025V, 离心机型号为型号为 HC-3018R, 首先对直径为 2.5 cm, 高 2.5 cm 的柱塞进行洗油并烘干, 测得干样氢信号; 随后测试饱水条件下的氢信号, 然后在 2000 rpm 条件下充分离心后测试样品氢信号, 随后在 4000 rpm、6000 rpm、8000 rpm 和 10 000 rpm 条件下循环上述操作, 核磁共振测试标准与数据处理具体流程参考国家标准 GB/T 42035-2022, 用 T_2 谱图得到的孔隙度渗透率、可动流体饱和度、束缚流体饱和度和孔径分布等信息^[28-29]。包裹体均一温度使用 Linkham THMSG 600 型地质冷热台和 Lecia DMRXP 光学显微镜共同完成, 测试标准和数据处理流程参考行业标准 SY/T 6010-2001。铸体薄片观察采用奥林巴斯 BX3M-LEDR 透射/反射两

用光学显微镜+摄像(照相)系统进行观测并获得相关照片, 同时部分薄片使用茜素红进行侵染, 用于碳酸盐胶结物的观察, 测试标准与处理流程参考行业标准 SY/T 5368-2016。扫描电镜观察使用 Quanta FEG 450 型扫描电镜在加速电压为 20 kV 条件开展。

3 实验结果分析

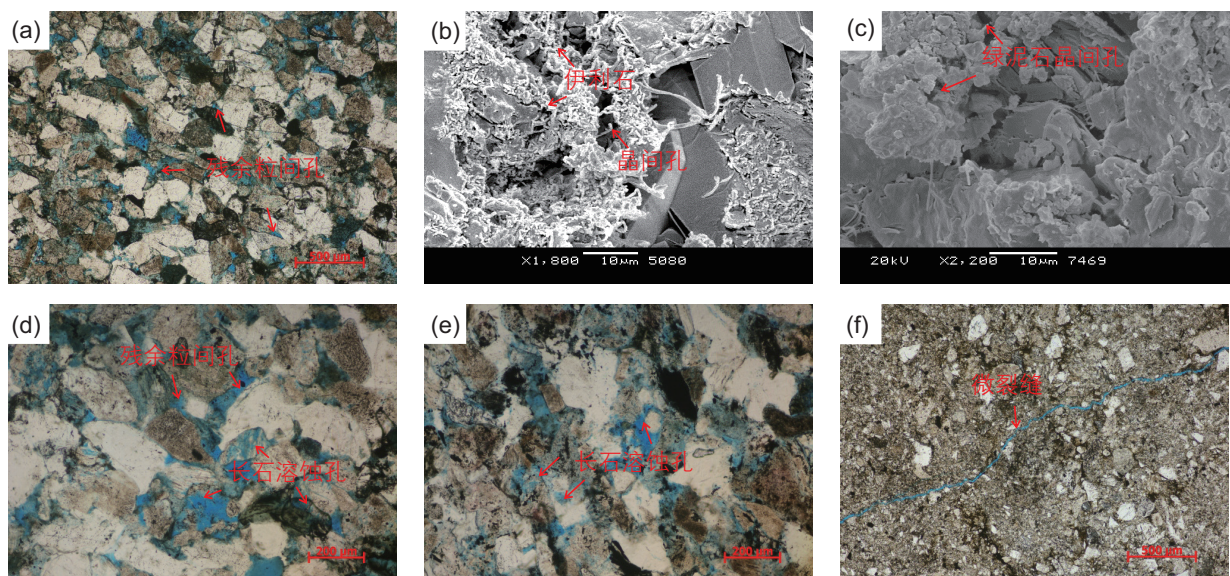
3.1 致密储层孔隙类型与特征

研究区扶余油层主要发育残余孔隙、溶蚀孔隙和微裂缝。通过铸体薄片和扫描电镜观察, 残余孔隙又可分为石英颗粒晶间孔隙(图 2a), 伊利石晶间孔隙(图 2b)和绿泥石晶间孔隙(图 2c)。溶蚀孔隙主要发育于长石颗粒特别是钾长石颗粒中, 部分长石颗粒甚至完全溶解形成铸膜孔(图 2d~e), 对于石英以及碳酸盐

表 1 松辽盆地北部扶余油层 4 块砂岩样品岩石特征及成岩阶段

Table 1 Rock characteristics and diagenesis stages of 4 sandstone samples from Fuyu oil layer in northern Songliao Basin

样品编号	井号	层位	深度/m	石英/%	长石/%	岩屑/%	粒度中值/mm	分选系数	伊蒙混层比/%	成岩阶段
#1	P38	K_1q^4	1078.54	35.8	30.1	34.1	0.08	1.49	65	早成岩作用B期
#2	S56	K_1q^4	1294.25	26.7	33.7	39.6	0.07	1.51	30	中成岩作用A ₁ 期
#3	X11	K_1q^4	1765.22	29.6	34.1	36.3	0.08	1.66	20	中成岩作用A ₂ 期
#4	G57	K_1q^4	2446	32.2	32.2	35.6	0.08	1.57	12	中成岩作用B期



(a)P38,1078.54 m, 泉四段, 残余粒间孔, 铸体薄片; (b)P38,1078.54 m, 泉四段, 发丝状伊利石晶间孔, 扫描电镜; (c) P38,1078.54 m, 泉四段, 绿泥石晶间孔, 扫描电镜; (d)X11,1765.22m, 泉四段, 发育长石溶孔和残余粒间孔, 铸体薄片; (e)G57, 2446 m, 泉四段, 镜下见长石溶蚀孔, 铸体薄片; (f)G57, 2446 m, 泉四段, 微裂缝, 铸体薄片

图 2 松辽盆地北部扶余油层致密储层中发现的典型孔隙类型

Fig. 2 Typical pore types found in tight reservoirs of Fuyu oil layer in northern Songliao Basin

的溶蚀作用区内并不常见。微裂缝的发育主要与脆性矿物颗粒有关(图 2f), 极大提高了致密储层的渗透率。

3.2 致密储层可动流体响应

图 3 是不同成岩阶段的四块样品饱水以及饱水后进行离心后的 T_2 分布曲线。饱和水条件下, 4 块样品的 T_2 谱均显示双峰(图 3)。随成岩作用的发生, 饱水后致密砂岩中的水的信号量逐渐降低, 右峰表现出逐渐降低的趋势; 随离心转速的逐渐增加 T_2 曲线右峰的振幅以及峰宽逐渐减小, 特别是右峰振幅降幅明显但并未发生明显偏移(图 3)。#1、#2 和 #3 样品右峰降幅最为明显, 表明可动流体主要赋存于孔径较大的孔隙中, 而 #4 样品离心先后 T_2 谱变化最小, 仅右峰略有下降, 表明可动流体较少(图 3)。 T_2 截止值分布在 0.85~5.5 ms 之间, 呈现出随成岩作用的持续发生逐渐降低趋势(图 4, 表 2), 不同成岩阶段致密砂岩中可动流体饱和度差异较大, #1、#2、#3 和 #4 样品的可动流体饱和度分别为 64.93%、53.01%、48.44% 和 35.96%(表 2)。

3.3 致密储层孔喉系统特征

3.3.1 高压压汞与孔喉分布

通过对不同成岩演化阶段致密砂岩样品进行高压压汞测试, 得到的进汞—退汞曲线(图 5a)以及表 3 中列举出的一些参数。随着成岩作用的持续发生, 扶余油层致密砂岩储层物性条件以及孔喉结构逐渐变差。从早成岩阶段 A 期到中成岩阶段 B 期, 储层孔隙度由 16.5% 降低至 4.42%, 渗透率由 $0.93 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 降低至 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表 3)。平均孔喉半径由 $0.464 \mu\text{m}$ 降低至 $0.011 \mu\text{m}$, 中值半径则由 $0.372 \mu\text{m}$ 降低至 $0.007 \mu\text{m}$, 孔喉结构变差导致中值压力和排驱压力的急剧升高(表 3)。图 5b 显示, 扶余油层致密储层孔喉半径分布整体具有单峰特征, 在 $3.5 \sim 2 \mu\text{m}$ 之间均有分布, 随着成岩作用的发生, 孔喉半径分布的主要区间逐渐左移。根据国际纯粹与应用化学联合会(IUPAC)提供的孔隙类型划分标准, 可将孔喉分为微孔(孔尺寸 $< 2 \text{ nm}$)、介孔($2 \text{ nm} < \text{孔尺寸} < 50 \text{ nm}$)和宏孔(孔尺寸 $> 50 \text{ nm}$)^[30]。高压压汞实验结果显示研究区内致密砂岩

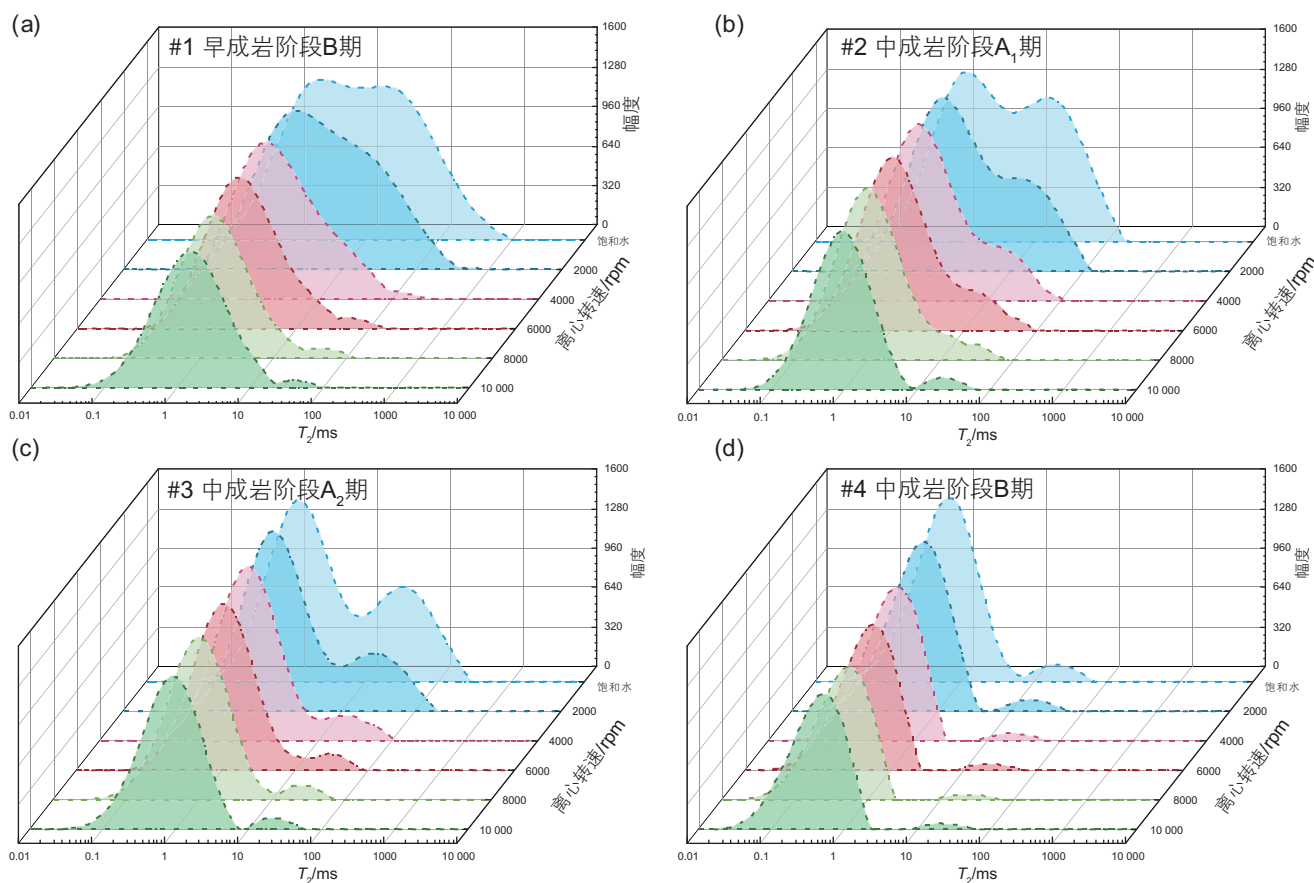


图 3 扶余油层致密储层不同成岩演化阶段样品的一维核磁共振谱图

Fig. 3 One-dimensional nuclear magnetic resonance spectra of samples from different diagenetic evolution stages of tight reservoirs in Fuyu oil layer.

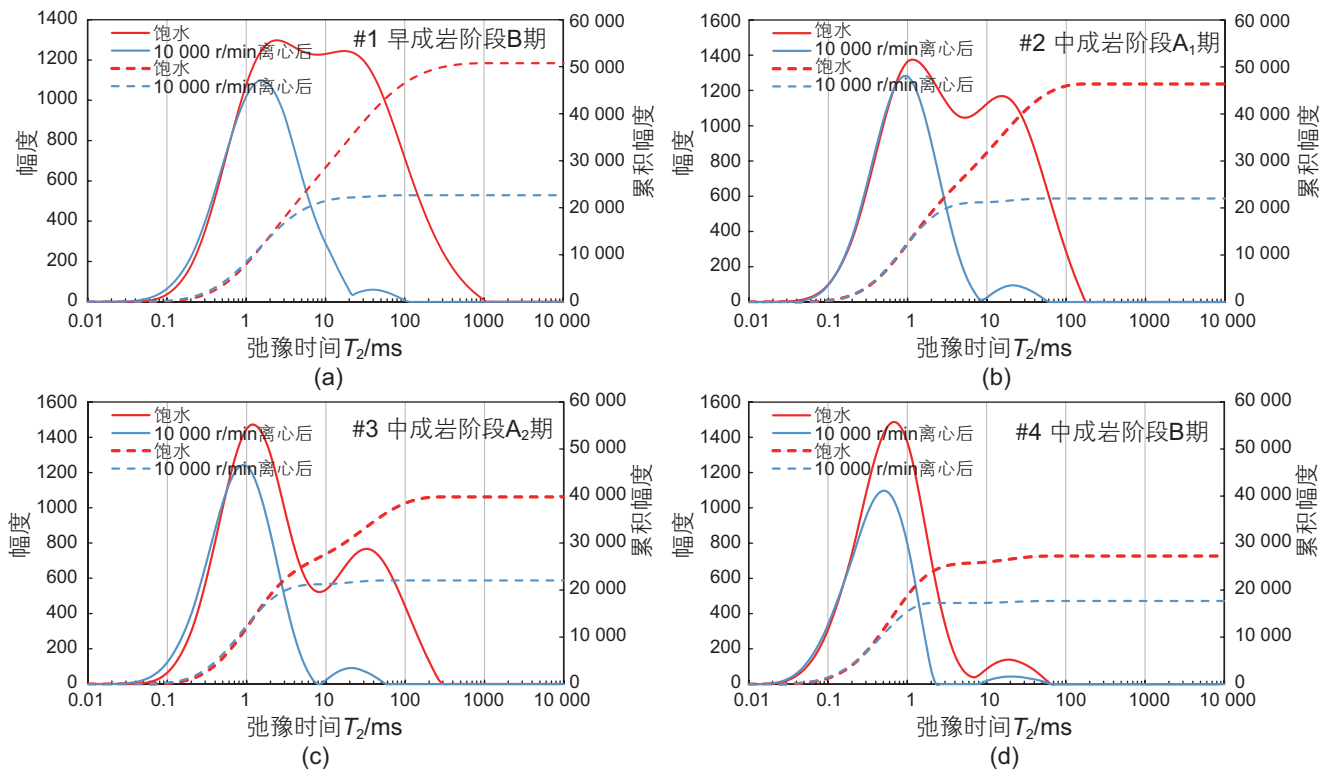
图4 松辽盆地北部不同成岩阶段致密砂岩样品核磁—离心前后 T_2 谱Fig. 4 T_2 spectrum of tight sandstone samples in different diagenesis stages in northern Songliao Basin

表2 不同成岩作用阶段致密砂岩样品可动流体参数

Table 2 Movable fluid parameters of tight sandstone samples in different diagenesis stages

编号	成岩阶段	T_2 截止值/ms	可动流体饱和度/%	核磁孔隙度/%	可动流体孔隙度/%
#1	早成岩作用B期	5.50	64.93	15.00	9.07
#2	中成岩作用A ₁ 期	3.00	53.01	13.02	7.58
#3	中成岩作用A ₂ 期	2.80	48.44	11.54	6.41
#4	中成岩作用B期	0.85	35.96	6.87	1.59

表3 松辽盆地北部扶余油层不同成岩阶段致密储层高压压汞实验关键参数

Table 3 Key parameters of high pressure mercury injection experiment of tight reservoirs in different diagenesis stages of Fuyu oil layer in northern Songliao Basin

编号	深度/m	成岩阶段	ϕ /%	$k/10^{-3} \mu\text{m}^2$	P_{50} /MPa	$r_{50}/\mu\text{m}$	P_d /MPa	$r_d/\mu\text{m}$
#1	1078.54	早成岩作用B期	16.50	0.93	2.014	0.372	0.468	0.464
#2	1294.25	中成岩作用A ₁ 期	13.69	0.26	5.698	0.135	1.364	0.179
#3	1765.22	中成岩作用A ₂ 期	10.72	0.05	18.603	0.041	2.745	0.068
#4	2446.00	中成岩作用B期	4.42	0.01	111.220	0.007	13.791	0.011

储层孔喉结构主要由介孔和宏孔组成,微孔不发育(图5)。不同成岩作用阶段孔喉尺寸分布存在一定差异, #1 样品孔喉半径分布曲线峰位分布在 $0.5\sim 0.7 \mu\text{m}$, #2 样品孔喉半径分布曲线峰位分布在 $0.3\sim 0.4 \mu\text{m}$, #3 样品孔喉半径分布曲线峰位分布在 $0.02\sim 0.2 \mu\text{m}$, 即早成岩作用B期和中成岩A₁、A₂期3块样品孔喉主要为宏

孔和介孔,而#4样品孔喉半径分布曲线峰位分布在 $0.003\sim 0.01 \mu\text{m}$, 反应中成岩作用B期致密砂岩样品主要由介孔构成,仅发育少量宏孔(图5)。

3.3.2 弛豫时间转换孔径

核磁共振可以测量饱和水岩石样品的所有孔隙(包括连通孔隙与不连通孔隙),而高压压汞测往仅

能测量连通孔隙。因此,基于致密砂岩饱和水后核磁共振与高压压汞孔径分布曲线,可以将弛豫时间转换为孔径分布,通过对比弛豫时间转换得到的孔径与高压压汞孔径分布曲线振幅差异可以更好的研究致密储层孔隙连通性。前人研究表明,弛豫时间与孔径之间存在良好的幂函数关系^[31]。

$$d = C \times T_2^n \quad (1)$$

式中, d 代表孔径, nm; C 和 n 分别为转换系数; T_2 为测得饱和水样品的横向弛豫时间。

通过李爱芬等人提出的插值法^[31],利用高压压汞孔喉半径分布频率标定核磁共振累计信号量,将弛豫时间转换为孔径。表4显示了不同成岩阶段致密砂岩典型样品的基本信息和 T_2 光谱转换参数。使用核磁共振弛豫时间转化得到的孔径分布与高压压汞实验的分布曲线在形态以及分布区间上具有较好的相似性,证实了使用弛豫时间转换孔径分布结果的可靠性(图6)。弛豫时间转换孔径分布结果同样显示研究区内致密砂岩储层孔喉结构主要由介孔和宏孔组成。根据转换后

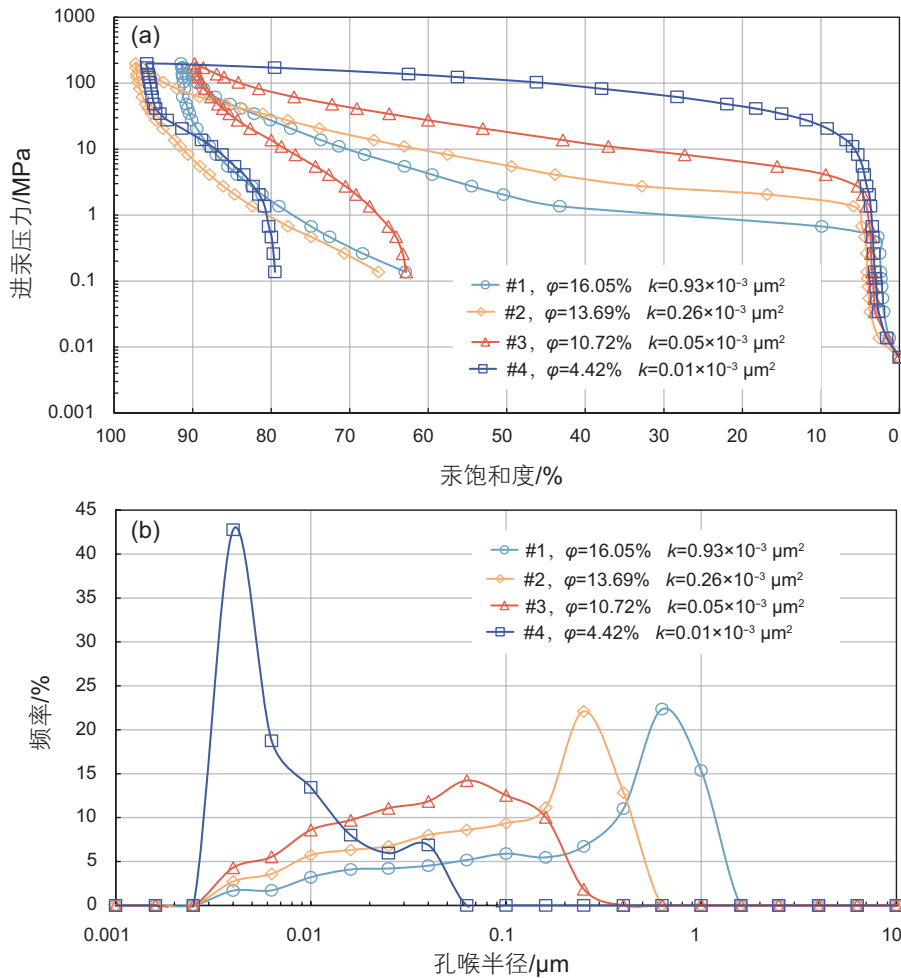


图5 松辽盆地北部不同成岩阶段致密砂岩样品的(a)进汞—退汞曲线和(b)孔喉半径分布

Fig. 5 The mercury intrusion-demercuration curve(a) and pore throat radius distribution interval(b) of tight sandstone samples in different diagenesis stages in northern Songliao Basin

表4 不同成岩阶段致密砂岩样品的 T_2 谱转换参数

Table 4 T_2 spectrum conversion parameters of tight sandstone samples in different diagenesis stages

编号	成岩阶段	C	n	R^2
#1	早成岩作用B期	0.0396	0.9318	0.7985
#2	中成岩作用A ₁ 期	0.0525	0.9703	0.9731
#3	中成岩作用A ₂ 期	0.0257	0.6651	0.9596
#4	中成岩作用B期	0.0252	0.5435	0.9552

的孔径分布结果计算了不同尺度孔喉对不同参数的贡献度(表 5),可以看出随成岩作用的持续发生,微米级孔隙逐渐消亡,当成岩阶段演化至中成岩 A₂ 期,致密储层中已基本不发育微米级孔隙,中成岩 B 期,致密储层孔隙主要由纳米级孔隙组成(图 6,表 5)。

3.4 包裹体均一温度

扶余油层致密储层包裹体主要为气液两相盐水包裹体和烃类流体包裹体,烃类流体包裹体荧光激发下发黄绿色荧光(图 7c)。包裹体发育于石英次生加大边和石英颗粒愈合缝中,尺寸通常小于 20 μm,气液比

小于 15%,包裹体均一温度分布在 65~105 °C(图 7)。

4 讨论

4.1 成岩作用特征

4.1.1 成岩作用类型

(1) 压实作用

压实作用是松辽盆地北部泉头组扶余油层致密化过程最为重要的成岩作用类型,也是储层原生孔隙消亡的主要原因。扶余油层埋藏深度主要分布在 800~2400 m 之间,随埋藏深度的增加压实作用逐渐减

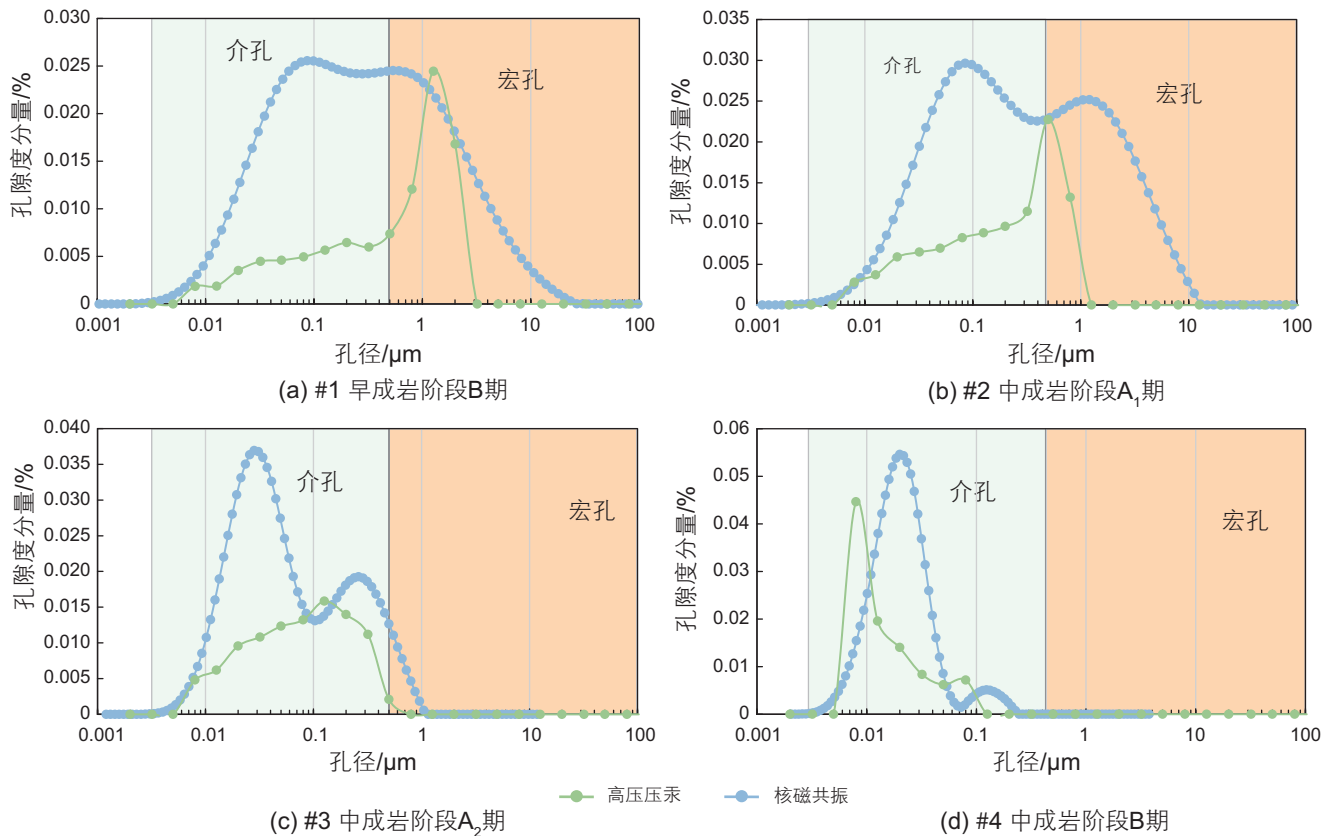


图 6 高压压汞与核磁共振获取的孔径分布

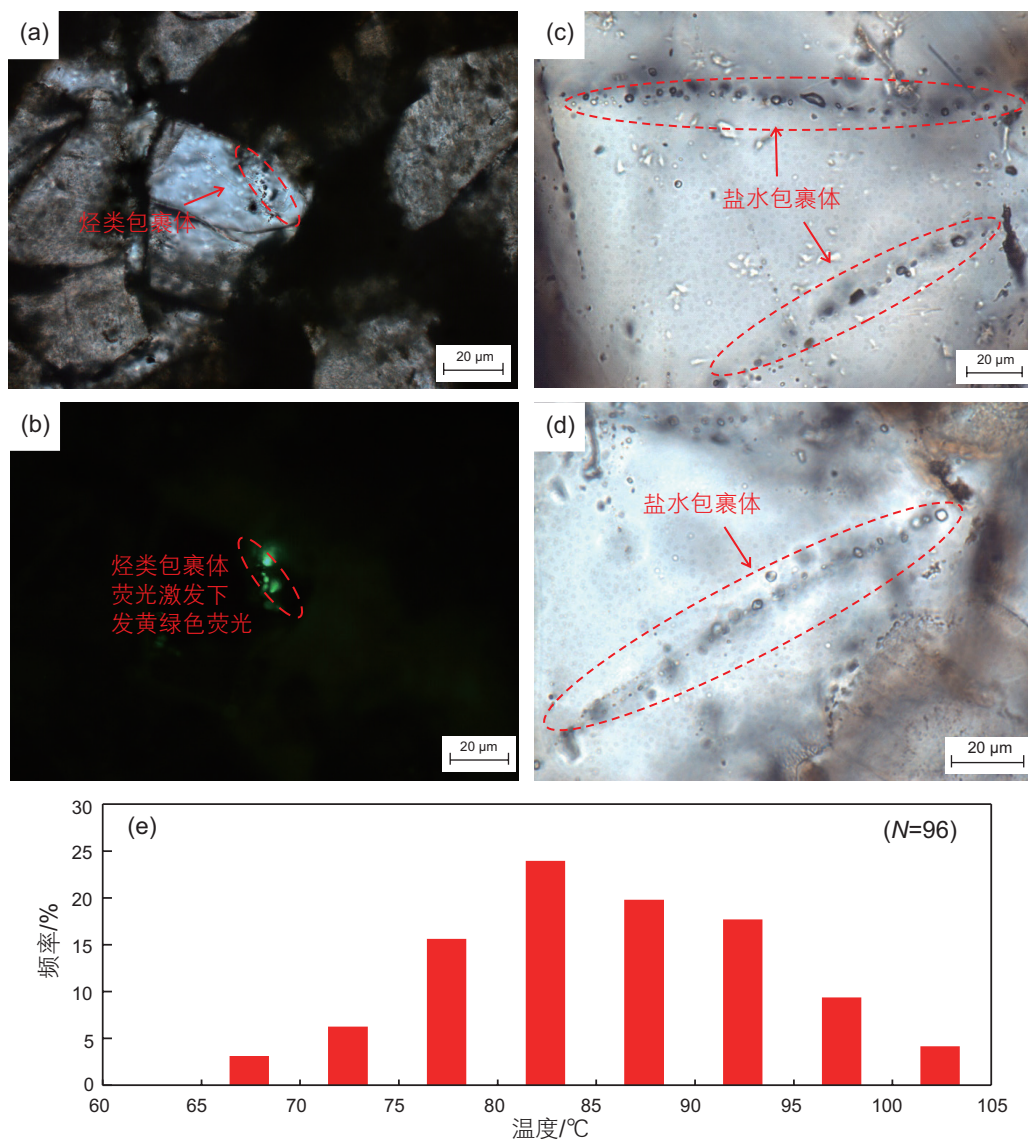
Fig. 6 The pore size distribution obtained by high pressure mercury injection and nuclear magnetic resonance methods

表 5 基于弛豫时间转换的孔径分布计算的不同孔喉贡献度

Table 4 Different pore throat contributions calculated by pore size distribution based on relaxation time conversion

编号	微孔			介孔			宏孔					
	MF/%	MFS/%	ϕ /%	MFP/%	MF/%	MFS/%	ϕ /%	MFP/%	MF/%	MFS/%	ϕ /%	MFP/%
#1	0	0	0	0	0.67	0.44	17.95	0.06	99.33	64.49	82.05	9.01
#2	0.01	0.01	0	0	0.19	0.1	18.27	0.01	99.79	52.9	81.73	7.56
#3	0	0	0	0	16.95	8.31	53.62	1.1	83.05	40.69	46.38	5.38
#4	0	0	0	0	85.2	30.64	93.12	1.35	14.8	5.32	6.88	0.24

注: MF 为可动流体占比; MFS 为可动流体饱和度; ϕ 为孔隙度贡献比例; MFP 为可动流体孔隙度



(a) X11, 1765.22 m, 泉四段, 单偏光下烃类流体包裹体; (b) X11, 1765.22 m, 泉四段, 荧光激发下烃类流体包裹体发黄绿色荧光; (c) P38, 1078.54 m, 泉四段, 石英颗粒愈合缝中盐水包裹体; (d) G57, 2446 m, 泉四段, 石英颗粒愈合缝中盐水包裹体; (e) 储层烃类流体包裹体伴生盐水包裹体均一温度

图7 松辽盆地北部扶余油层致密砂岩中包裹体及其均一温度

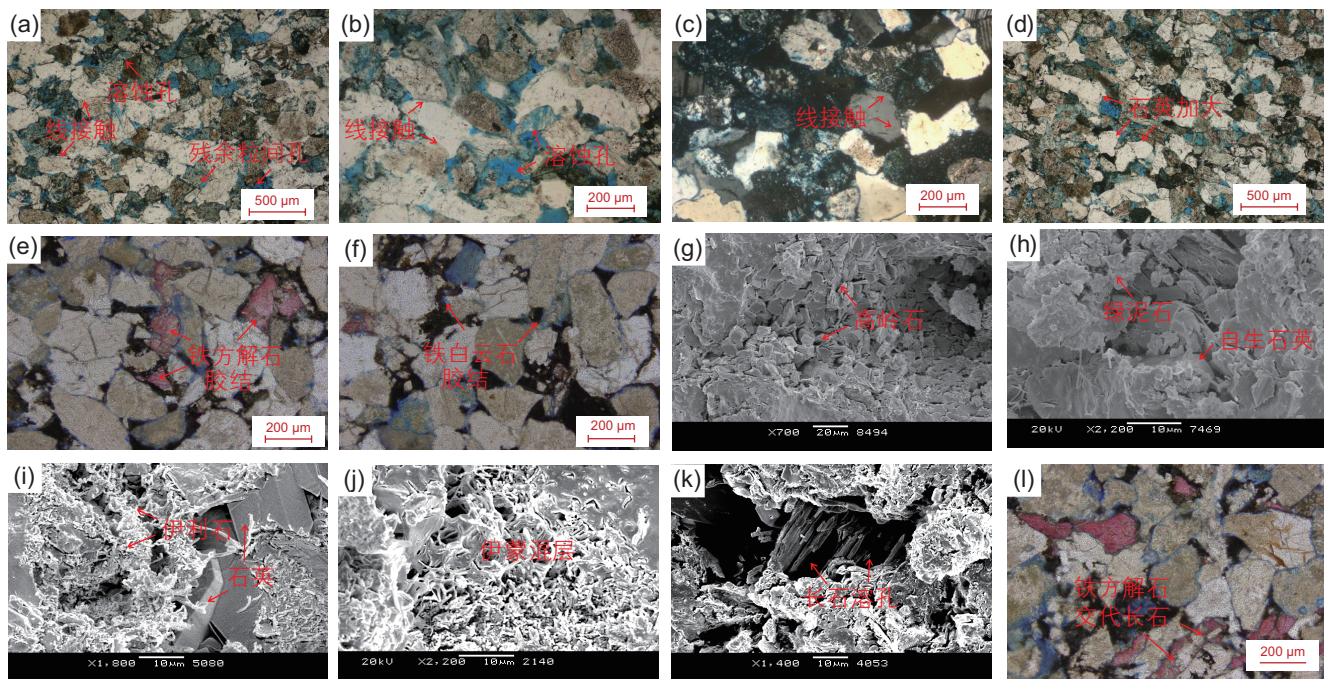
Fig. 7 Inclusions and their homogenization temperatures in tight sandstones of Fuyu oil layer in northern Songliao Basin

弱, 镜下观察可见脆性矿物之间呈现明显的线—凹凸接触、破裂以及定向排列(图 8a~c)。成岩作用早期, 机械压实作用较强, 粒间孔隙体积迅速降低, 导致储层孔隙度降低^[32]。随埋深逐渐增加, 地层温度增加至 70~80 °C 时, 矿物颗粒之间的接触部位溶解度逐渐增加, 发生压实压溶作用, 石英颗粒之间可形成缝合接触^[33], 但区内压溶现象并不明显。当埋深至 1000 m 左右时, 扶余油层碎屑颗粒之间主要为线接触, 骨架颗粒结构已经相对稳定, 机械压实作用逐渐减弱, 各种胶结作用开始发生。

(2) 胶结作用

松北下白垩统泉头组扶余油层砂岩储层胶结物类型多样, 主要以硅质胶结和碳酸盐胶结为主, 同时还见少量黏土矿物胶结(图 8d~j)。不同类型的胶结物充填孔隙、堵塞喉道, 导致储层物性明显变差, 是继压实作用之后又一导致砂岩储层致密化的主要因素之一。

砂岩储层中石英颗粒自生加大现象较为常见(图 8d), 加大边宽主要分布在 0.02~0.25 mm, 自生石英胶结物含量分布在 2.01%~8.21%, 平均值约为 5.82%。通常认为, 石英颗粒之间的压溶现象可以为硅质胶结提供良好的物质来源^[34], 但通过镜下观察研究区内很少见到石英颗粒之间的压溶现象, 表明硅质胶结的物



(a) P38,1078.54 m, 泉四段, 碎屑颗粒呈线接触, 发育长石溶孔; (b) X11,1765.22 m, 泉四段, 碎屑颗粒呈线接触, 发育长石溶孔; (c) S56, 1249.25 m, 泉四段, 碎屑颗粒呈线接触, 正交偏光; (d) X11,1765.22 m, 泉四段, 硅质胶结, 发育石英加大边; (e) X11,1765.22 m, 泉四段, 碳酸盐胶结, 茜素红染色后铁方解石呈红色; (f) X11,1765.22 m, 泉四段, 碳酸盐胶结, 茜素红染色后铁白云石呈蓝色; (g) P38,1078.54 m, 泉四段, 粒间孔充填高岭石; (h) P38,1078.54 m, 泉四段, 粒间自生石英与绿泥石; (i) P38,1078.54 m, 泉四段, 粒间次生石英表面附着发丝状伊利石; (j) X11,1765.22 m, 泉四段, 粒间伊蒙混层; (k) X11,1765.22 m, 泉四段, 长石溶孔; (l) G57, 2446 m, 泉四段, 交代作用, 见铁方解石交代长石

图 8 松辽盆地北部泉头组扶余油层储层典型成岩作用照片

Fig. 8 Typical diagenesis photos of Fuyu oil reservoir of Quantou Formation in northern Songliao Basin

质基础另有来源。通过镜下观察, 可以发现石英的次生加大常与长石的溶蚀共同发育(图 8b~d)。这是因为长石这类硅铝酸盐矿物溶解过程中会产生二氧化硅, 进而形成石英加大边^[35]。此外, 钾长石溶解过程中产生的 K^+ 可以为黏土矿物之间的相互转化提供良好的物质基础, 进一步的黏土矿物之间的相互转化又会释放出 Si^{4+} , 也会导致硅质胶结物的沉淀^[36]。

碳酸盐胶结物主要为铁方解石和少量铁白云石, 主要发育于砂泥岩接触带附近, 且随距离砂泥岩接触带距离越远, 碳酸盐胶结物含量越低。碳酸盐胶结物含量分布在 1.99%~10.79%, 平均值约为 5.21%, 主要以微晶状、晶粒状或连晶状产出(图 8e~f)。碳酸盐矿物的沉淀需要地层中有充足的 Ca^{2+} 、 Fe^{2+} 和 Mg^{2+} 等金属阳离子的存在, 成岩过程中蒙脱石向伊利石转化可为碳酸盐胶结提供了良好的物质来源^[37]。另一方面, 这些金属阳离子具有较强的金属阳离子具备较强的迁移能力, 能够随压实作用的发生进入泥岩临近的砂岩储层中^[38]。当有机酸脱羧作用而形成的 CO_3^{2-} 进而砂岩储层中与这些金属阳离子结合, 导致扶余油层在砂

岩岩界面发生沉淀, 碳酸盐矿物胶结进一步充填堵塞孔隙和喉道, 降低储层物性^[39]。王宝清等利用碳酸盐胶结物氧同位素判断认为松北扶余致密储层碳酸盐胶结物的形成主要受有机质脱羧作用影响而产生, 外源物质在砂体边缘形成碳酸盐胶结致密层^[40]。

自生黏土矿物主要为高岭石、伊利石、绿泥石以及伊蒙混层(图 8g~i)。自生黏土矿物主要赋存于粒间孔中, 少数充填于溶蚀孔中。高岭石含量相对较低, 主要呈六边形蠕虫状或鳞片状集合体赋存于较浅的储层粒间孔中(图 8g); 绿泥石主要呈针叶状或碎片状形态为主, 附着于石英颗粒表面(图 8h); 伊利石含量相对较低, 主要呈纤维状或发丝状分布于粒间孔中和骨架颗粒表面(图 8i); 伊蒙混层主要充填于原生粒间孔中, 呈蜂窝状或叶片状(图 8j), 随埋藏深度的增加有序程度逐渐增加。

(3) 溶蚀与交代作用

溶蚀作用是本区扶余油层砂岩储层成岩演化过程中的建设性成岩作用, 主要溶解的矿物为长石, 特别是对钾长石的溶蚀作用最为显著, 形成粒间溶孔、粒

内溶孔或铸膜孔(图8k)。碳酸盐矿物遭受溶蚀程度较弱,可以形成少量碳酸盐矿物溶蚀孔,原因可能是由于碳酸盐胶结物形成时间较晚,深度较大。松辽盆地北部扶余油层垂向上发育两个次生溶蚀孔隙带分别在1300~1400 m和2200 m左右,主要是对长石的溶蚀而形成^[41]。一方面,对于长石这种铝硅酸盐类矿物的溶蚀,必要条件是铝离子等金属阳离子进入溶液中,有机酸阴离子的络合作用很好解决了铝离子在地层中的迁移问题^[42]。另一方面,干酪根热演化过程中生成大量有机酸通过在成岩时期发育的断裂带和不整合面进入储层当中,酸性介质对长石的溶解作用是次生孔隙发育的主要机制^[41,43]。交代作用在区内主要表现为长石被黏土矿物以及碳酸盐矿物交代(图8l),也可见少量碳酸盐矿物对硅质胶结物以及碳酸盐矿物之间的相互交代。

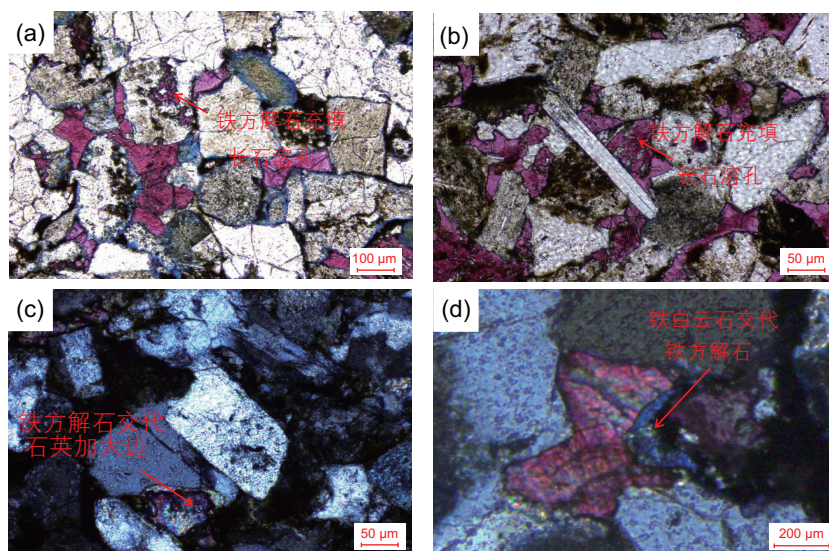
4.1.2 成岩作用序列

松辽盆地北部青山口组全油气系统扶余致密油层经历了强烈的压实、溶蚀和胶结作用等成岩作用,形成了现今的致密储层特征(图9)。镜下可见铁方解石交代长石和石英加大边、长石溶孔中充填自生石英、石英颗粒表面附着伊利石和绿泥石等现象。其中,可见长石溶孔中见铁方解石胶结,说明铁白云石胶结晚于长石溶蚀作用(图9a~b)。铁方解石交代石英加大边,说明石英次生加大早于铁方解石胶结(图9c),可推断石英次生加大早于碳酸盐胶结作用。图9e见铁白云石交代铁方解石,说明铁白云石胶结时间略晚于铁

方解石。基于矿物的溶解充填与交代切割原理,可以判断研究区致密砂岩成岩演化序列为长石溶蚀—石英胶结—铁方解石—铁白云石。

石英加大边中的盐水包裹体均一温度可以判断其硅质胶结物的沉淀温度,碳酸盐矿物则可根据期氧同位素计算其胶结温度,根据两者温度高低可以判断其形成的先后顺序,结合埋藏史可以判断硅质胶结和碳酸盐胶结时期,进一步验证镜下观察所确定的成岩演化顺序^[12,44]。自生石英胶结物中盐水包裹体温度分布范围在65~100 °C,主要集中在75~95 °C之间(图7)。王宝清等利用碳酸盐胶结物氧同位素计算所获得的松北扶余致密储层碳酸盐胶结物沉淀温度分布在80~140 °C之间,主要分布在85~125 °C之间^[40]。对比两者温度可知,自生石英胶结物温度低于碳酸盐胶结物,表明研究区内自生石英沉淀时,碳酸盐胶结物尚未发生,随埋深持续增加,碳酸盐胶结物才开始发生。因此,石英胶结时间明显早于碳酸盐矿物胶结时间。基于矿物充填溶解、交代切割关系以及矿物沉淀温度可以判断致密砂岩成岩序列为长石溶蚀—石英胶结—铁方解石—铁白云石。

结合成岩共生作用以及成岩矿物转化机理来看,蒙皂石主要是由喷出岩岩屑的蚀变作用所形成,高岭石则是由长石溶解形成,以上两种矿物形成时间早于石英胶结时间。黏土矿物方面,伊利石和绿泥石主要由蒙皂石形成,与自生石英的沉淀相伴生,晚于蒙皂石和高岭石的形成时间。伊蒙混层则是绿泥石和伊利石形成过



(a)X11,1765.22 m, 泉四段,溶蚀孔中沉淀铁方解石; (b)X11,1765.22 m, 泉四段,溶蚀孔中沉淀铁方解石大边; (c) X11,1765.22 m, 泉四段,铁方解石交代石英加大边; (d)G57, 2446 m, 泉四段,铁白云石交代铁方解石

图9 松辽盆地北部扶余油层致密砂岩储层自生矿物交代与充填作用

Fig. 9 Metasomatism and filling of authigenic minerals in tight sandstone reservoir of Fuyu oil layer in northern Songliao Basin

程中的中间产物，最终向伊利石和绿泥石转化。综合以上分析确定扶余油层致密砂岩成岩转化序列为：压实作用→蒙皂石→高岭石→长石溶蚀→石英胶结→伊利石/绿泥石→铁方解石胶结→铁白云石胶结(图 10)。

4.1.3 成岩作用阶段

综合以上分析并根据中国石油与天然气行业标准《碎屑岩成岩作用阶段划分规范》^[45]，恢复松辽盆地北部扶余油层致密砂岩演化过程如下(图 10)：自扶余油层泉三段砂岩沉积开始，机械压实作用随即发生，早成岩作用A期，砂岩经历了快速机械压实作用，喷出岩岩屑在水岩作用反应下发生水化作用，高岭石和蒙皂石开始形成。地层温度大于 70 °C时，储层成岩演化阶段进入早成岩作用B期，压溶作用和硅质胶结作

用发生，蒙皂石开始向伊蒙混层转化。随地层温度的逐渐升高至 80~90 °C时，伊蒙混层有序度不断增加，在不同的流体环境中可分别转化成为伊利石和绿泥石。中成岩作用阶段A期，在机械压实作用的持续作用下，前期形成的残余粒间孔持续减小。该阶段上覆青山口组页岩进入生烃门限析出的有机酸进入砂岩储层中溶蚀长石，特别是对钾长石的溶蚀形成大量长石溶孔，在一定程度上改善了储层条件。与此同时，长石的溶蚀和蒙皂石向伊利石转化的过程中可产生大量的Si⁴⁺，为硅质胶结物提供物质基础，形成自生微晶石英颗粒和石英次生加大边。储层中的酸性流体以及黏土矿物之间的相互转化也为碳酸盐胶结提供了充足的CO₃²⁻、Ca²⁺、Fe²⁺以及Mg²⁺物质基础。该阶段石英加大显著，

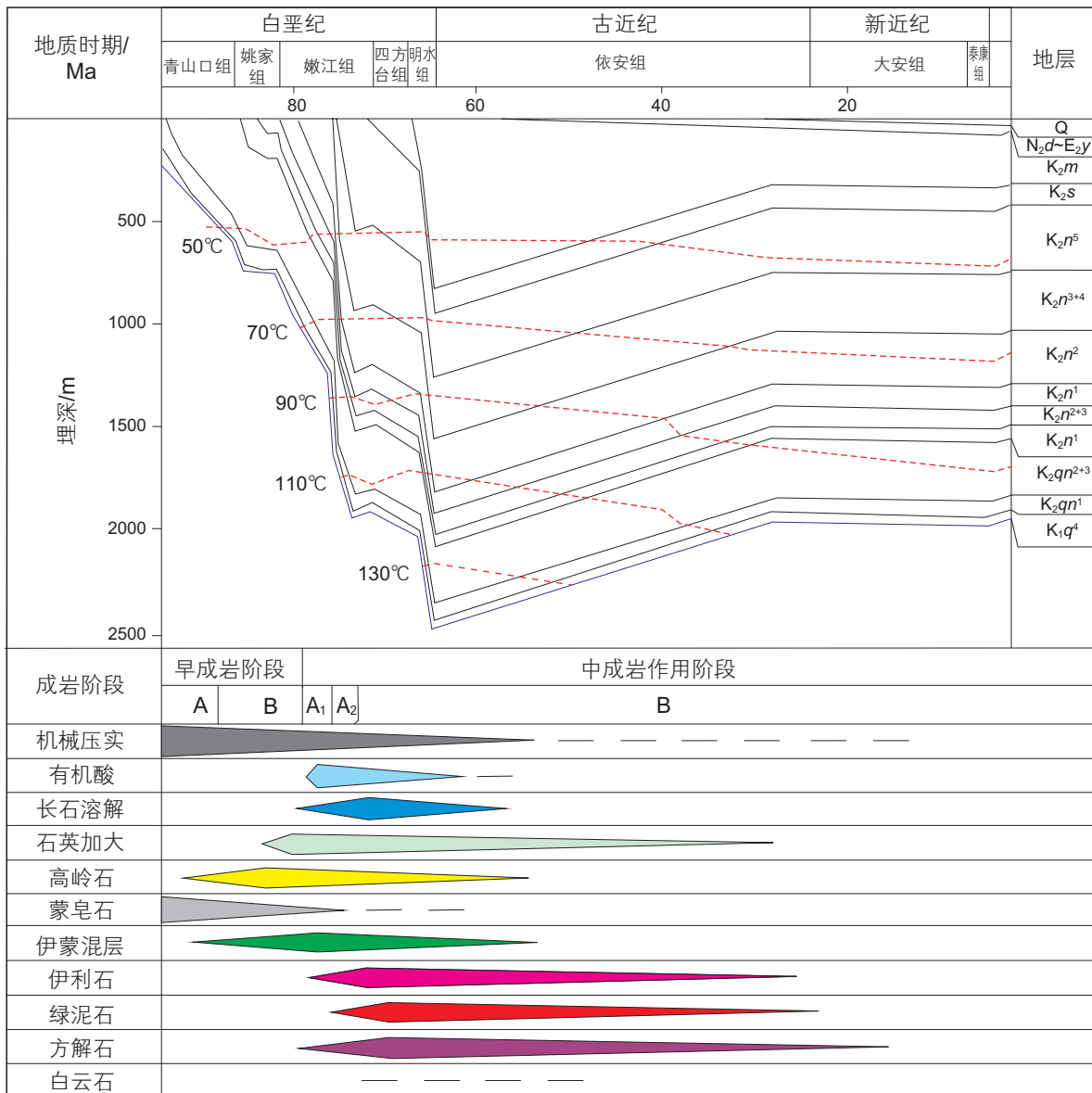


图 10 松辽盆地北部扶余油层致密储层成岩演化序列

Fig. 10 Diagenetic evolution sequence of tight reservoir in Fuyu oil layer in northern Songliao Basin

铁方解石以及铁白云石胶结物大量产生。以 $R_0=0.7\%$ 为界限,可将中成岩作用A期分为 A_1 亚期和 A_2 亚期。 A_1 亚期源岩刚刚进入生油门限, A_2 亚期烃源岩大量生成和排出原油,原油进入储层后能够有效抑制成岩作用的发生和保护孔隙。中成岩作用B期砂岩储层经历了强烈的成岩演化作用,已经十分致密,源岩镜质体反射率演化至 $1.3\% \sim 2.0\%$ 之间,有机酸生成强度降低,导致溶蚀作用减弱。伊蒙混层由于向绿泥石和伊利石转化,逐渐消失,浊沸石开始发育,胶结作用占据主导地位主要为硅质胶结和碳酸盐胶结。

4.2 成岩演化过程对可动流体的控制机理

4.2.1 不同成岩阶段致密砂岩储层可动流体特征

不同成岩阶段致密砂岩可动性存在较大差异,可动性整体随成岩作用的发生呈降低趋势(表5)。早成岩作用B期、中成岩作用 A_1 期、中成岩作用 A_2 期和中成岩作用B期致密砂岩样品可动流体饱和度分别为 64.93% 、 53.01% 、 48.44% 和 35.96% ,平均值约为 50.58% (图11)。这是因为早成岩作用B期样品具有较高的核磁孔隙度和较好的孔喉结构,具有较好的储集和渗流能力,流体可动性最强;中成岩作用 A_1 和 A_2 期样品储集和渗流能力相较早成岩作用B期均有所下降,储层流体可动性也有所降低;中成岩作用B期样品具有较强的孔喉非均质性和较差的孔喉连通性,储层可动流体可动性最差。

不同成岩阶段的可动流体赋存空间也存在较大差

异(图11)。对于早成岩B期和中成岩 A_1 期致密砂岩样品,可动孔隙度主要由宏孔提供,宏孔孔隙度占比分别为 82.05% 和 81.73% ,且可动流体主要赋存于宏孔中且宏孔占据绝对优势,宏孔中可动流体占比分别为 99.33% 和 99.79% ,反映宏孔中几乎赋存了全部的可动流体。中成岩 A_2 期致密砂岩样品介孔提供的可动孔隙度占比约为 53.62% ,高于宏孔提供的可动孔隙度占比,但宏孔中可动流体相对占比为 83.05% ,介孔中可动流体相对占比仅为 16.95% ,宏孔中可动流体占比远高于介孔。中成岩B期样品可动孔隙度主要由介孔提供,约为 93.12% ,宏孔中可动流体占比仅为 14.80% ,可动流体也主要赋存于介孔(85.2%)中。在早成岩B期和中成岩 A_1 期,宏孔始终贡献了绝大多数的孔隙度和可动流体饱和度。中成岩 A_2 期,中孔和宏孔两者对于孔隙度的贡献持平,可动流体仍旧主要赋存于宏孔当中。当致密砂岩成岩阶段演化至中成岩B期,介孔对于储层孔隙度贡献远超前于宏孔,介孔成为流体主要的赋存空间,导致该阶段致密砂岩样品中的可动流体只能赋存于介孔中,介孔对可动流体饱和度的贡献也进一步表明此成岩阶段可动流体主要赋存于介孔中。

4.2.2 孔隙结构对致密砂岩可动流体的控制作用

孔隙结构越复杂,其非均质性越强,分形维数越大^[46-47]。对于NMR分形维数,目前普遍采用的是Zhou等提出的公式进行计算^[48],不同成岩阶段致密砂岩样品分形维数曲线如图12所示。研究区内微孔基本不发育,且介孔中的流体也具有一定可动性,因此

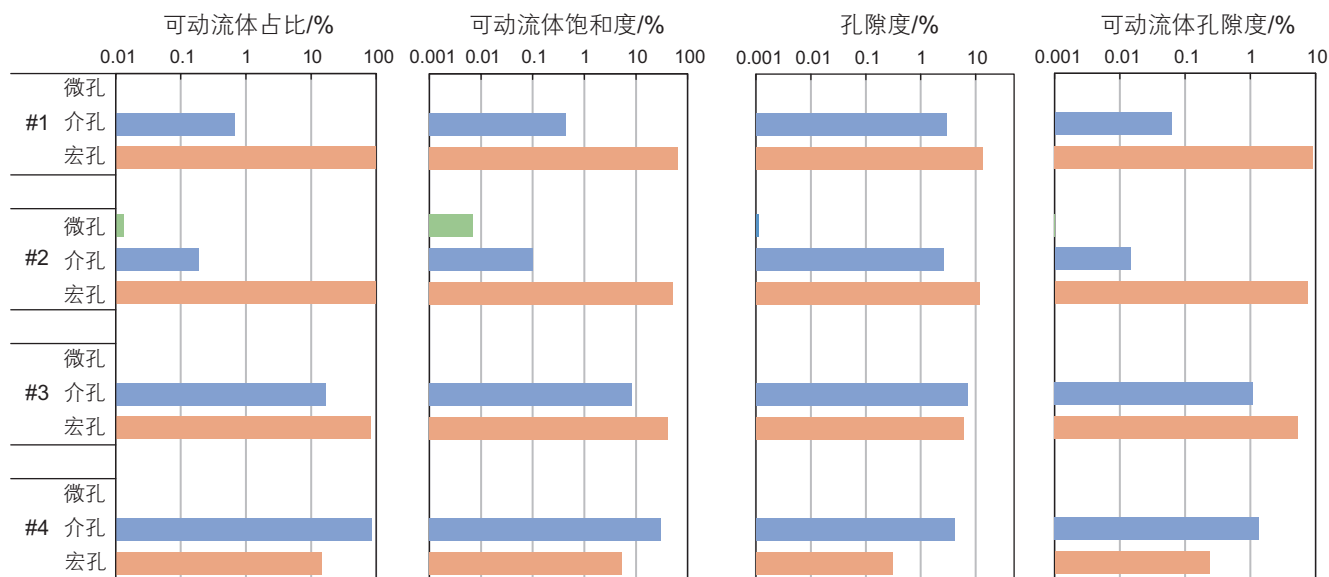


图11 不同成岩阶段致密砂岩样品中不同尺度孔喉对可动流体饱和度、可动流体含量、孔隙度以及可动流体孔隙度的贡献

Fig. 11 The contribution of pore throats of different scales to movable fluid saturation, movable fluid content, porosity and movable fluid porosity in tight sandstone samples at different diagenesis stages

本次研究仅讨论介孔和宏孔的分形维数。为明确孔喉结构对储层可动流体的影响,分别对每个样品的左右两段曲线斜率进行拟合(蓝色数据区间对应样品介孔,橙色样品区间对应样品宏孔,转换系数 C 和 n 的差异导致不同样品同一孔径对应不同的弛豫时间),分别得到介孔与宏孔的分形维数 D_1 和 D_2 (表6)。介孔分形维数 D_1 分布在0.5486~1.1345之间,宏孔分形维数 D_2 分布在2.7923~2.9728之间(表6),介孔与宏孔的分形维数均随着成岩演化阶段的增加而呈现出逐渐增大的趋势,表明成岩作用的发生导致了使得介孔与宏孔的孔隙结构更为复杂。同时,同一成岩阶段砂岩样品的宏孔分形维数 D_2 远大于介孔分形维数 D_1 ,指示宏孔的孔隙结构比介孔孔隙结构更为复杂。这可能是由于介孔

弛豫时间较短,孔容与比表面积相对较大,而微孔中氢核的数量与比表面积有关^[49]。

可动流体饱和度与介孔分形维数 D_1 呈正相关关系(图13),表明随着介孔孔隙结构逐渐变得复杂其可动流体饱和度逐渐增加。这可能是由于随着成岩演化阶段的逐渐深入,宏孔逐渐消亡,介孔在孔隙结构中相对占比逐渐增加,并最终成为主要的储集空间,使得流体不得不赋存于介孔当中,进而表现出介孔中可动流体饱和度随分形维数的增加而增加的趋势。宏孔中的可动流体饱和度则与宏孔分形维数 D_2 呈负相关关系(图13),表明随着宏孔的孔隙结构逐渐变得复杂,赋存与宏孔中的可动流体含量逐渐降低。这与前人的研究成果一致,即分形维数与孔隙度、渗透率、排驱压

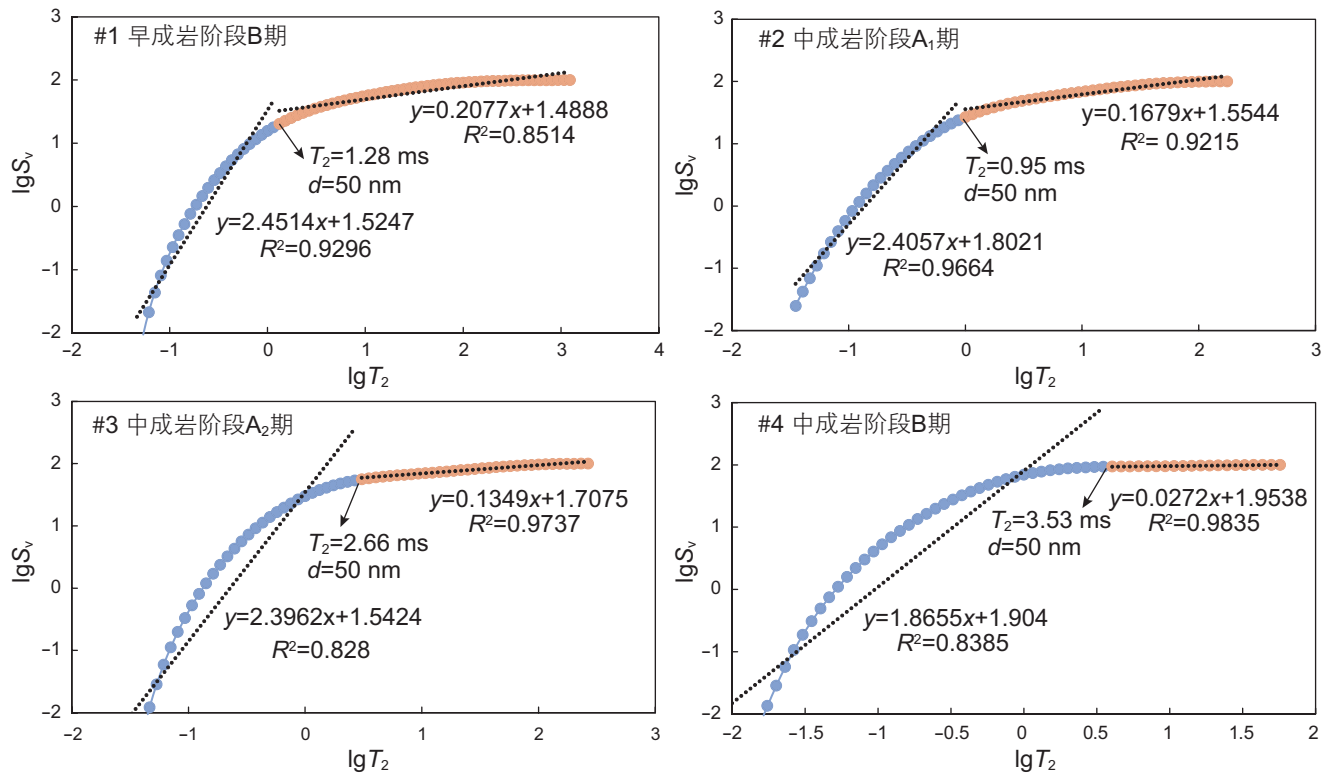


图 12 不同成岩阶段致密砂岩样品分形维数曲线

Fig. 12 Fractal dimension curves of tight sandstone samples in different diagenesis stages

表 6 不同成岩阶段致密砂岩样品介孔和宏孔分形维数统计结果

Table 6 Statistical results of mesoporous and macropore fractal dimensions of tight sandstone samples at different diagenesis stages

编号	成岩阶段	介孔		宏孔	
		D_1	R^2	D_2	R^2
#1	早成岩作用B期	0.5486	0.93	2.7923	0.85
#2	中成岩作用A ₁ 期	0.5943	0.97	2.8321	0.92
#3	中成岩作用A ₂ 期	0.6038	0.83	2.8651	0.93
#4	中成岩作用B期	1.1345	0.84	2.9728	0.98

力以及体现多孔介质渗流能力的诸多参数和孔隙结构参数之间具有明显的负相关关系^[4]。较低的分形维数反应更好的物性和孔喉连通性，从而形成更好的潜在储层质量和可动能力。综合以上分析，可以认为宏孔是研究区致密储层可动流体的主要赋存场所，宏孔占

比同时也是制约致密砂岩储层流体可动性的关键因素。

4.2.3 可动流体对成岩演化过程的响应机制

研究区致密砂岩储层经历了复杂的压实、溶蚀、交代以及胶结作用，不同成岩演化阶段发生的不同成岩作用形成了现今复杂的孔隙结构特征以及非均质性

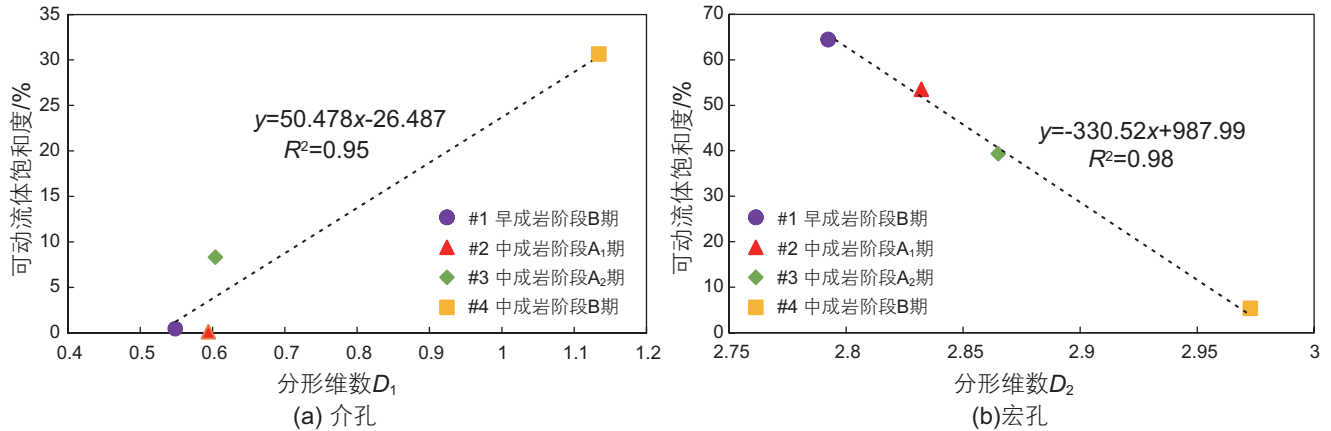


图 13 不同成岩阶段可动流体饱和度与介孔和宏孔分形维数的相关性

Fig. 13 Correlation between movable fluid saturation and fractal dimensions of mesopores and macropores at different diagenesis stages

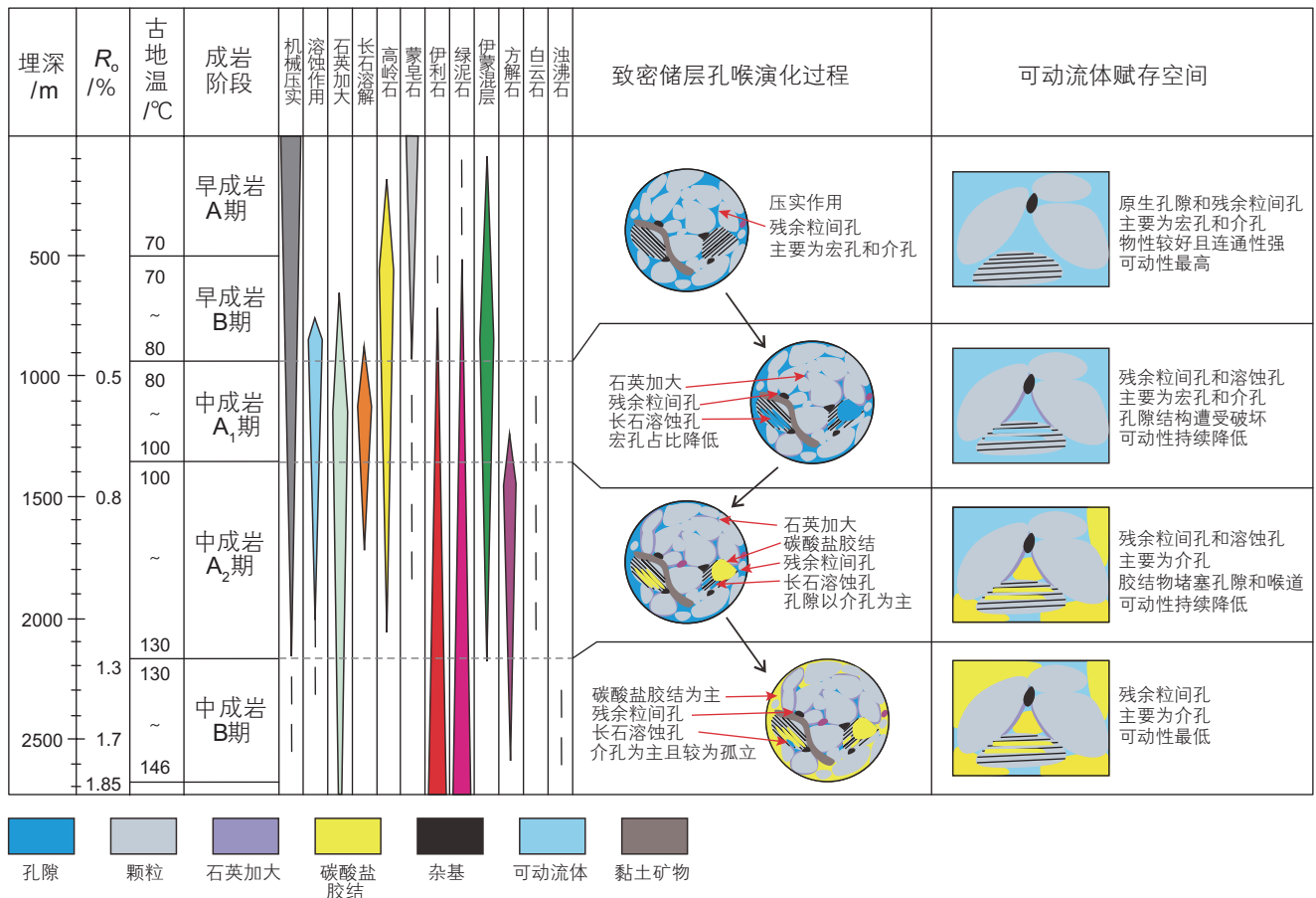


图 14 成岩演化约束下的致密砂岩可动性演化概念模型

Fig. 14 Conceptual model of tight sandstone mobility evolution under the constraint of diagenetic evolution

(图 14)。早成岩阶段致密砂岩储层质量明显高于其他成岩阶段,该阶段仅经历了压实作用,孔隙类型主要为原生孔隙,主要发育宏孔,孔隙度较高,发育良好的可动流体运移通道,为可动流体赋存提供了优质的储集空间。中成岩阶段 A 期,主要的成岩作用为压实作用和溶蚀作用,同时还发生了轻微的胶结作用,主要的孔隙类型为溶蚀孔和残余粒间孔,在压实和胶结作用的共同影响下宏孔逐渐消亡,介孔占比逐渐增加,孔隙度相较上一阶段有所降低,孔隙结构逐渐复杂,连通性逐渐降低,可动性变差。中成岩阶段 B 期致密砂岩储层最为致密,宏孔基本不发育,介孔是主要的储集空间且连通性较差,表现出最差的储层条件,不利于可动流体的赋存与渗流。

通过对比不同成岩阶段致密砂岩样品可动流体饱和度以及孔隙结构对可动流体饱和度的控制作用,可以认为研究区内可动流体主要赋存于宏孔中,但随着成岩作用的持续发生,由于储层在各种成岩作用下逐渐致密,孔喉迂曲度更高,导致介孔发育程度呈现逐渐增加的趋势,并逐渐成为主要的储集空间,使得流体主要赋存于介孔中,而介孔中流体的可动性明显低于宏孔,最终导致了致密储层中流体可动性随着成岩作用的逐渐发生而逐渐降低。在此基础上,对可动流体在不同成岩阶段致密砂岩中的赋存空间进行了划分和估计,并在图 14 中进行了说明。以原生粒间孔为主的储集空间最有利于可动流体的储集,其可动流体饱和度大于 60%;以溶蚀孔和残余粒间孔为主的储集空间具有一定的储集能力,可动流体饱和度略低,介于 40%~60%;以较

为孤立的残余粒间孔为主的储集空间可动流体储集能级最差,可动流体饱和度可能小于 40%。

5 结论

1) 松辽盆地北部扶余油层致密砂岩成岩现象复杂多样,主要包括压实作用、硅质胶结作用、黏土质胶结作用、碳酸盐胶结作用、长石溶蚀作用以及交代作用。不同成岩阶段致密砂岩储层发育的孔隙类型以及孔隙结构存在较大差异。致密砂岩储层可动流体饱和度随成岩阶段的演化呈逐渐降低的趋势。早成岩阶段致密砂岩储层可动流体饱和度最高,中成岩阶段 A 期次之,中成岩阶段 B 期最低。

2) 早成岩阶段主要的成岩作用为压实作用,致密砂岩储层孔隙以原生孔隙和残余粒间孔为主,主要为宏孔,孔体积大且连通性较好,为可动流体提供了良好的储集空间和渗流通道,因而可动流体饱和度最高。中成岩阶段 A 期主要成岩作用为压实作用和溶蚀作用,同时发生一定程度的胶结作用,储层孔隙主要为残余粒间孔和次生溶蚀孔,压实作用和胶结作用使得宏孔逐渐消失,介孔成为主要可动流体储集和赋存空间,孔隙结构逐渐复杂,弱化了致密储层的储集和渗流作用,可动流体饱和度逐渐降低。中成岩阶段 B 期主要成岩作用为胶结作用,储层孔隙主要为孤立的残余粒间孔,见微裂缝发育,胶结物的沉淀进一步堵塞孔隙和吼道,宏孔基本不发育,连通性最低,可动流体饱和度最低。

参考文献

- [1] 杨华,梁晓伟,牛小兵,等. 陆相致密油形成地质条件及富集主控因素——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组 7 段为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 12–20. [YANG H, LIANG X W, NIU X B, et al. Geological conditions for continental tight oil formation and the main controlling factors for the enrichment: A case of Chang 7 Member, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 12–20.]
- [2] 宋岩,罗群,姜振学,等. 中国中西部沉积盆地致密油富集机理及其主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(2): 421–433. [SONG Y, LUO Q, JIANG Z X, et al. Enrichment of tight oil and its controlling factors in central and western China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(2): 421–433.]
- [3] 胡素云,陶士振,王民,等. 陆相湖盆致密油充注运聚机理与富集主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(3): 1–11. [HU S Y, TAO S Z, WANG M, et al. Migration and accumulation mechanisms and main controlling factors of tight oil enrichment in a continental lake basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(3): 1–11.]
- [4] YANG W, WANG Y, XIE M, et al. Effect of lithofacies on differential movable fluid behaviors of saline lacustrine fine-grained mixed sedimentary sequences in the Jimusar sag, Junggar Basin, NW China: Forcing mechanisms and multi-scale models[J]. Marine and Petroleum Geology, 2023, 150: 106150.
- [5] FENG D, LIU C, FENG X, et al. Movable fluid evaluation of tight sandstone reservoirs in lacustrine delta front setting: Occurrence characteristics, multiple control factors, and prediction model[J]. Marine and Petroleum Geology, 2023, 155: 106393.
- [6] 吴松涛,林士尧,晁代君,等. 基于孔隙结构控制的致密砂岩可动流体评价——以鄂尔多斯盆地华庆地区上三叠统长 6 致密砂

- 岩为例[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(8): 1222–1232. [WU S T, LIN S Y, CHAO D J, et al. Fluid mobility evaluation based on pore structure investigation in tight sandstones: Case study of Upper Triassic Chang 6 tight sandstones in Huaqing area, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(8): 1222–1232.]
- [7] 吴蒙, 秦勇, 王晓青, 等. 中国致密砂岩储层流体可动性及其影响因素[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2021, 51(1): 35–51. [WU M, QIN Y, WANG X Q, et al. Fluid Mobility and Its Influencing Factors of Tight Sandstone Reservoirs in China. Journal of Jilin University (Earth Science Edition)[J], 2021, 51(1): 35–51.]
- [8] 熊生春, 储莎莎, 皮淑慧, 等. 致密油藏储层微观孔隙特征与可动性评价[J]. 地球科学, 2017, 42(8): 1379–1385. [XIONG S C, CHU S S, PI S H, et al. Micro-pore characteristics and recoverability of tight oil reservoirs[J]. Earth Science, 2017, 42(8): 1379–1385.]
- [9] 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 J, ZHANG B W, FENG Z H, 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.]
- [10] 庞振宇, 李艳, 赵习森, 等. 特低渗储层可动流体饱和度研究——以甘谷驿油田长6储层为例[J]. 地球物理学进展, 2017, 32(2): 702–708. [PANG Z Y, LI Y, ZHAO X S, et al. Study on movable fluid saturation in ultra low permeability reservoir: Taking Chang 6 reservoir in Ganguyi oil field as an example[J]. Progress in Geophysics (in Chinese), 2017, 32(2): 702–708.]
- [11] 许晗, 刘明洁, 张庄, 等. 四川盆地川西坳陷须家河组三段致密砂岩储层成岩作用及孔隙演化[J]. 天然气地球科学, 2022, 33(3): 344–357. [XU H, LIU M J, ZHANG Z, et al. Diagenesis and porosity evolution of the 3rd member of Xujiahe Formation tight sandstone reservoir in the Western Sichuan Depression, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(3): 344–357.]
- [12] 操应长, 葱克来, 刘可禹, 等. 陆相湖盆致密砂岩油气储层储集性能表征与成储机制——以松辽盆地南部下白垩统泉头组四段为例[J]. 石油学报, 2018, 39(3): 247–265. [CAO Y C, XI K L, LIU K Y, et al. Reservoir properties characterization and its genetic mechanism for tight sandstone oil and gas reservoir in lacustrine basin: the case of the fourth Member of Lower Cretaceous Quantou Formation in the southern Songliao Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(3): 247–265.]
- [13] ZHANG Q, WU X S, RADWAN A E, et al. Diagenesis of continental tight sandstone and its control on reservoir quality: A case study of the Quan 3 member of the cretaceous Quantou Formation, Fuxin uplift, Songliao Basin[J]. Marine and Petroleum Geology, 2022, 145: 105883.
- [14] WANG Z Y, LU S F, ZHOU N W, et al. Diagenesis as a control on the tight sandstone reservoir quality of the upper Carboniferous strata in the northeastern Ordos basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2023, 158: 106565.
- [15] 王小军, 白雪峰, 陆加敏, 等. 松辽盆地北部油气勘探新领域、新类型及资源潜力[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2091–2103+2178. [WANG X J, BAI X F, LU J M, et al. New fields, new types and resource potentials of oil-gas exploration in northern Songliao Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2091–2103+2178.]
- [16] 张赫, 王小军, 贾承造, 等. 松辽盆地北部中浅层全油气系统特征与油气成藏聚集模式[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 683–694. [ZHANG H, WANG X J, JIA C Z, et al. Total petroleum system and hydrocarbon accumulation model in shallow and medium strata in northern Songliao Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 683–694.]
- [17] 葛荣峰, 张庆龙, 王良书, 等. 松辽盆地构造演化与中国东部构造体制转换[J]. 地质论评, 2010, 56(2): 180–195. [GE R F, ZHANG Q L, WANG L S, et al. Tectonic evolution of Songliao Basin and the prominent tectonic regime transition in eastern China[J]. Geological Review, 2010, 56(2): 180–195.]
- [18] 史双双, 任建业, 张顺, 等. 松辽盆地北部裂后反转期层序地层格架及其形成机制[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2012, 37(3): 545–555. [SHI S S, REN J Y, ZHANG S, et al. Sequence Stratigraphic Framework and Its Formation Mechanism of Post-Rift Inversion Successions in North of Songliao Basin, China[J]. Earth Science – Journal of China University of Geoscience, 2012, 37(3): 545–555.]
- [19] 张文军, 胡望水, 官大勇, 等. 松辽裂陷盆地反转期构造分析[J]. 中国海上油气, 2004(4): 15–19. [ZHANG W J, HU W S, GUAN D Y, et al. An analysis of tectonic inversion in Songliao Basin[J]. China offshore oil and gas, 2004(4): 15–19.]
- [20] 孙永河, 陈艺博, 孙继刚, 等. 松辽盆地北部断裂演化序列与反转构造带形成机制[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(3): 275–283. [SUN Y H, CHEN Y B, SUN J G, et al. Evolutionary sequence of faults and the formation of inversion structural belts in the northern Songliao Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(3): 275–283.]
- [21] 蒙启安, 李春柏, 白雪峰, 等. 松辽盆地北部油气勘探历程与启示[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(3): 264–271. [MENG Q A, LI C B, BAI X F, et al. Petroleum exploration history and enlightenment in the northern Songliao Basin[J]. Xinjiang petroleum geology, 2021, 42(3): 264–271.]
- [22] 张顺, 付秀丽, 张晨晨. 松辽盆地泉头组及青山口组沉积演化与成藏响应[J]. 石油天然气学报, 2011, 33(1): 6–10+164. [ZHANG S, FU X L, ZHANG C C, et al. The sedimentary evolution and response to hydrocarbon accumulation of Quantou and Qingshankou Formation in Songliao Basin[J]. Journal of oil and gas technology, 2011, 33(1): 6–10+164.]
- [23] 侯启军, 冯志强, 冯子辉. 松辽盆地陆相石油地质学[M]. 石油工业出版社, 2009. [HOU Q J, FENG Z Q, FENG Z H. Terrestrial petroleum geology in Songliao Basin[M]. Petroleum industry press, 2009.]
- [24] 黄薇, 梁江平, 赵波, 等. 松辽盆地北部白垩系泉头组扶余油层致密油成藏主控因素[J]. 古地理学报, 2013, 15(5): 635–644.

- [HUANG W, LIANG J P, ZHAO B, et al. Main controlling factors of tight oil accumulations in the Fuyu Layer of Cretaceous Quantou Formation in northern Songliao Basin[J]. *Journal of Paleogeography (Chinese Edition)*, 2013, 15(5): 635–644.]
- [25] 大庆油田石油地质编写组. 中国石油地质志. 卷二, 大庆、吉林油田[M]. 石油工业出版社, 1993. [Daqing Oilfield Petroleum Geology Writing Group. *China Petroleum Geology. Volume II, Daqing and Jilin Oilfields* [M]. Petroleum industry press, 1993.]
- [26] 王小军, 白雪峰, 李军辉, 等. 松辽盆地北部下白垩统扶余油层源下致密油富集模式及主控因素[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(2): 248–259. [WANG X J, BAI X F, LI J H, et al. Enrichment model and major controlling factors of below-source tight oil in Lower Cretaceous Fuyu reservoirs in northern Songliao Basin, NE China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(2): 248–259.]
- [27] WASHBURN E W. Physical chemistry and ceramics[J]. *Journal of the Franklin Institute*, 1922, 193(6): 749–773.
- [28] 房涛, 张立宽, 刘乃贵, 等. 核磁共振技术定量表征致密砂岩气储层孔隙结构——以临清坳陷东部石炭系一二叠系致密砂岩储层为例[J]. *石油学报*, 2017, 38(8): 902–915. [FANG T, ZHANG L K, LIU N G, et al. Quantitative characterization of pore structure of tight gas sandstone reservoirs by NMR T_2 spectrum technology: A case study of Carboniferous-Permian tight sandstone reservoir in Linqing Depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(8): 902–915.]
- [29] 肖佃师, 卢双舫, 陆正元, 等. 联合核磁共振和恒速压汞方法测定致密砂岩孔喉结构[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(6): 961–970. [XIAO D S, LU S F, LU Z Y, et al. Combining nuclear magnetic resonance and rate-controlled porosimetry to probe the pore-throat structure of tight sandstones[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(6): 961–970.]
- [30] ROUQUEROL J, AVNIR D, FAIRBRIDGE C W, et al. Recommendations for the characterization of porous solids (Technical Report)[J]. *Pure and Applied Chemistry*, 1994, 66(8): 1739–1758.
- [31] 李爱芬, 任晓霞, 王桂娟, 等. 核磁共振研究致密砂岩孔隙结构的方法及应用[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2015, 39(6): 92–98. [LI A F, REN X X, WANG G J, et al. Characterization of pore structure of low permeability reservoirs using a nuclear magnetic resonance method[J]. *Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science)*, 2015, 39(6): 92–98.]
- [32] 刘国勇, 刘阳, 张刘平. 压实作用对砂岩储层物性的影响[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2006(4): 24–28+41+112. [LIU G Y, LIU Y, ZHANG L P, et al. Experimental study on the effects of compaction on the properties of sandstone reservoir[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science Edition)*, 2006(4): 24–28+41+112.]
- [33] 林承焰, 王文广, 董春梅, 等. 砂岩压实作用研究现状及进展[J]. *沉积学报*, 2020, 38(3): 538–553. [LIU C Y, WANG W G, DONG C M, et al. Status quo of sandstone compaction research and its advancement[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2020, 38(3): 538–553.]
- [34] 赵小庆, 鲍志东, 孟元林, 等. 松辽盆地北部下白垩统泉头组三、四段碳酸盐胶结物分布及其主控因素[J]. *古地理学报*, 2013, 15(1): 125–134. [ZHAO X Q, BAO Z D, MENG Y L, et al. Distribution of carbonate cements in the Members 3 and 4 of Lower Cretaceous Quantou Formation of northern Songliao Basin and its main controlling factors[J]. *Journal of Paleogeography(Chinese Edition)*, 2013, 15(1): 125–134.]
- [35] 史基安, 晋慧娟, 薛莲花. 长石砂岩中长石溶解作用发育机理及其影响因素分析[J]. *沉积学报*, 1994, 12(3): 67–75. [SHI J A, JIN H J, XUE L H, et al. Annalysis on mechanism of feldspar dissolution and its influencing factors in feldspar-rich sandstone reservoir[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1994, 12(3): 67–75.]
- [36] HOWER J, ESLINGER E V, HOWER M E, et al. Mechanism of burial metamorphism of argillaceous sediment: 1. Mineralogical and chemical evidence[J]. *GSA Bulletin*, 1976, 87(5): 725–737.
- [37] STROKER T M, HARRIS N B, CRAWFORD E I W, et al. Diagenesis of a tight gas sand reservoir: Upper Cretaceous Mesaverde Group, Piceance Basin, Colorado[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, 40: 48–68.
- [38] CHEN D, PANG X, JIANG Z, et al. Reservoir characteristics and their effects on hydrocarbon accumulation in lacustrine turbidites in the Jiyang Super-depression, Bohai Bay Basin, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2009, 26(2): 149–162.
- [39] 孟元林, 王建伟, 吴河勇, 等. 松辽盆地北部中浅层成岩作用及其对储层质量的影响[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 2010, 29(3): 217–226. [MENG Y L, WANG J W, WU H Y, et al. The diagenesis and its effects on reservoir quality of middle-shallow reservoirs in the northern Songliao Basin[J]. *Bulletin of Mineralogy Petrology and Geochemistry*, 2010, 29(3): 217–226.]
- [40] 王宝清, 徐文发, 刘站立, 等. 三肇地区扶余和杨大城子油层储集层的成岩作用[J]. *石油与天然气地质*, 2001, 21(1): 82–87. [WANG B Q, XU W F, LIU Z L, et al. Diagenesis of reservoirs in Fuyu and Yangdachengzi of Sanzhao region [J]. *Oil & Gas Geology*, 2001, 21(1): 82–87.]
- [41] 邢顺淦, 姜洪启. 松辽盆地白垩系富长石砂岩中次生孔隙形成机制与控制因素[J]. *石油勘探与开发*, 1991, (1): 14–21. [XING S Q, JIANG H Q, et al. Mechanism of formation for secondary porosity of Cretaceous rich feldspar sandstone in Songliao Basin and its control factors[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 1991, (1): 14–21.]
- [42] 黄思静, 黄可可, 冯文立, 等. 成岩过程中长石、高岭石、伊利石之间的物质交换与次生孔隙的形成: 来自鄂尔多斯盆地上古生界和川西凹陷三叠系须家河组的研究[J]. *地球化学*, 2009, 38(5): 498–506. [WANG S J, HUANG K K, FENG W L, et al. Mass exchanges among feldspar, kaolinite and illite and their influences on secondaryporosity formation in clastic diagenesis: A case study on the Upper Paleozoic, Ordos Basin and Xuiahe Formation, Western Sichuan Depression[J]. *Geochimica*, 2009, 38(5): 498–506.]
- [43] 孙吉原, 单冬梅, 辛仁臣. 松辽盆地头台地区扶余油层砂岩次生孔隙特征及其控制因素[J]. *大庆石油学院学报*, 2001, 25(4): 11–

- 14+104. [SUN J Y, SHAN D M, XIN R C, et al. Characteristics of secondary porosity and its controlling factors of Fuyang oil -bearing layer in Toutai area, Songliao Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2001, 25(4): 11-14+104.]
- [44] 陈冬霞, 庞雄奇, 杨克明, 等. 川西坳陷深层叠复连续型致密砂岩气藏成因及形成过程[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2016, 46(6): 1611-1623. [CHEN D X, PANG X Q, YANG K P, et al. Mechanism and formation of superimposed continuous tight sandstone reservoir in deep Xujiahe Formation in Western Sichuan Depression[J]. Journal of Jilin University(Earth Science Edition) , 2016, 46(6): 1611-1623.]
- [45] 碎屑岩成岩阶段划分: SY/T 5477—2003[S]. 2003. [Detrital rock diagenesis stage division: SY/T 5477—2003[S].2003.]
- [46] 贺承祖, 华明琪. 储层孔隙结构的分形几何描述[J]. 石油与天然气地质, 1998, 19(1): 17-25. [HE C Z, HUA M Q. Fractal geometry description of reservoir pore structure[J]. Oil & Gas Geology. 1998, 19(1): 17-25.]
- [47] 葛世荣. 粗糙表面的分形特征与分形表达研究[J]. 摩擦学学报, 1997, 17(1): 74-81. [GE S R. Study on fractal characteristics and fractal expression of rough surface[J]. Tribology, 1997, 17(1): 74-81.]
- [48] ZHOU L, KANG Z. Fractal characterization of pores in shales using NMR: A case study from the Lower Cambrian Niutitang Formation in the Middle Yangtze Platform, Southwest China[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 35: 860-872.
- [49] SUN B, DUNN K J. Probing the internal field gradients of porous media[J]. Physical Review E, 2002, 65(5): 051309.

(编辑 付娟娟)

第一作者: 邵鑫笛 (1996 年—), 博士研究生, 从事非常规油气勘探研究, shaoxd1996@163.com。

通讯作者: 宋岩 (1957 年—), 博士, 教授, 从事石油与天然气地质学等方面研究, sya@petrochina.com.cn。