

DOI:10.19751/j.cnki.61-1149/p.2020.02.014

准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷三叠系百口泉组 砂砾岩储层孔隙结构及渗流特征

付瑜^{1,2}, 柳益群¹, 蒋宜勤³, 杨召³, 杨奕曜¹, 岳桢奇¹, 乔江华¹, 宋世骏¹

(1. 西北大学大陆动力学国家重点实验室, 西北大学地质学系, 陕西 西安 710064; 2. 中石油长庆油田第九采油厂, 宁夏 银川 750006; 3. 中石油新疆油田公司实验检测研究院, 新疆 克拉玛依 834000)

摘 要:玛湖凹陷斜坡区三叠系百口泉组属于致密砂砾岩储层,为讨论该套储层的孔隙结构类型及其与含油性的关系,利用铸体薄片、高压压汞、核磁共振、可视化水驱油等实验方法对研究区内岩石学特征、孔隙结构特征、渗流特征及含油性方面进行研究。结果表明:砂砾岩储层孔隙类型可分为剩余粒间孔、粒内容孔、晶间孔及微裂缝;孔隙喉道类型主要为片状和点状吼道,以及管束状吼道等;综合两者关系由好到差将研究层段的孔隙结构划分为 4 类,随着孔隙结构的由好变差其含油性逐渐变差,渗流能力也对应变差。

关键词:玛湖凹陷;砂砾岩储层;孔隙结构;渗流特征

中图分类号:TE122.2

文献标志码:A

文章编号:1009-6248(2020)02-0223-12

Pore structures and Seepage Characteristics of Sand-conglomerate Reservoirs of Baikouquan Formation in Triassic Mahu Sag, Northwestern Margin of Junggar Basin

FU Yu^{1,2}, LIU Yiqun¹, JIANG Yiqin³, YANG Zhao³, YANG Yiyao¹,
YUE Zhenqi¹, QIAO Jianhua¹, SONG Shijun¹

(1. State key laboratory of Continental Dynamics, Department of Geology, Northwestern University, Xi'an 710064, Shaanxi, China; 2. No. 9 oil Production Company of Petrochina Chang Qing Oilfield, Yinchuan 750006, Ningxia, China; 3. XinJiang Oilfield Company of Petrochina, Karamay 834000, Xinjiang, China)

Abstract: The Triassic Baikouquan Formation in the slope area of the Mahu sag belongs to the tight glutenite reservoir. In order to discuss the pore structure type of the reservoir and its relationship with oil content in the study area, the characteristics of petrology, pore structure, seepage, and oil-bearing properties were studied by using the experimental methods of thin sections, high pressure mercury intrusion, nuclear magnetic resonance and visualized water flooding. The results show that the types of pore reservoirs in glutenite can be divided into residual intergranular, intragranular dissolved, intercrystalline pores and micro-cracks; the pore throat types are mainly sheet-like, point-like and bundle-like throats. The pore structure is divided into four cate-

收稿日期:2019-04-14;修回日期:2019-10-21

基金项目:新疆油田项目“玛 18—玛东 2 井区致密砂砾岩储层油藏储层孔隙成因类别及其影响因素研究”(2017-0194217-xjyt-0015915)

作者简介:付瑜(1991-),男,助理工程师,主要从事油田开发研究。E-mail:1422064503@qq.com

gories. As pore structure tends worse, the oil content and the seepage capacity also gradually deteriorates.

Keywords: Mahu sag; glutenite reservoir; pore structure; seepage characteristics

玛湖凹陷三叠系百口泉组砂砾岩储层受到岩性、沉积环境、成岩作用以及构造作用等多个因素控制,储层主体为扇三角洲沉积体系,其成分、结构成熟度低,物性差,非均质性强烈,孔喉类型多样,孔隙结构复杂(李庆昌,1997;胡复唐,1997;雷德文,2018)。

前人的研究主要集中在玛湖凹陷大规模水退型扇三角洲砂砾岩体油气藏成藏机理(支东明,2016,2018)、二叠系风城组优质烃源岩发育(曹剑,2015;张义杰,2010)、扇三角洲沉积体系的分布(唐勇,2014;匡立春,2014;于兴河,2014)、异常高压(冯冲,2014;瞿建华,2014)的成因和良好盖层配合(支东明,2018;匡立春,2014),以及压实作用、胶结作用、溶蚀作用等成岩作用(雷德文,2018;曲永强,2015)对储层的影响等多个方面,对于砂砾岩储层的微观孔隙结构研究相对较少。笔者通过大量薄片观察、物性分析以及压汞曲线的统计分析,将研究区的孔

隙结构分为4类,并对其不同的孔隙结构对应的渗流特征进行研究,为优质储层识别提供一定的帮助。

1 区域地质概况

1.1 研究区位置

准噶尔盆地位于中亚增生造山带的中南部,经历了多旋回构造运动,形成了现今复合叠加的含油气盆地特征。

玛湖凹陷位于准噶尔盆地西北缘,西北方向接近乌夏断裂带,向南直到中拐凸起,东南部与达巴松凸起及夏盐凸起接壤,北达石英滩凸起与英西凹陷,根据构造特征及地理位置,将玛湖凹陷西环带由北向南划分为玛北斜坡、玛西斜坡、玛东斜坡,是准噶尔盆地的富烃凹陷之一(何登发,2018;杨翼波,2014)(图1)。

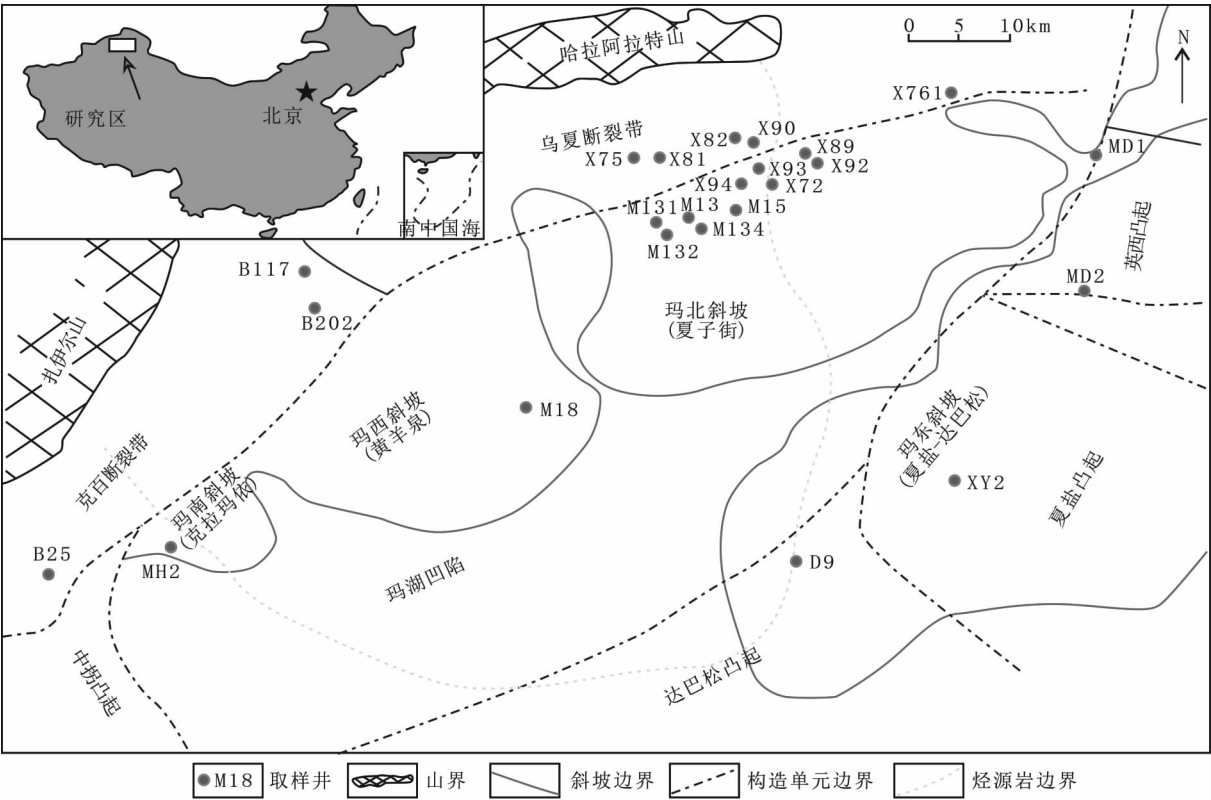


图1 研究区位置简图(据齐雯,2015)
Fig.1 Location diagram of the study area

1.2 储层基本特征

玛湖凹陷三叠系百口泉组砂砾岩储层为典型的扇三角洲沉积,厚度大约为 100~200 m,岩性多样,包括粗砾岩、中砾岩、细砾岩、粗砂岩、中砂岩、砂岩及泥岩等。根据岩电特征,自下而上分为 3 段,其中百口泉组一段(T_1b^1)厚度约为 30~50 m,以棕灰色砂砾岩为主,夹棕灰色含砾泥岩;百口泉组二段(T_1b^2)厚度约为 50~70 m,以绿灰色砂砾岩为主;百口泉组三段(T_1b^3)厚度约为 25~50 m,以绿灰色、灰绿色、棕灰色砂岩为主,夹棕灰色泥岩、绿灰色含砾泥岩(雷德文,2018)。岩性与含油性关系较为复杂,含油性受到多种因素控制,从整体来看,储层的岩性

主要为砂砾岩,其中细砾岩、中小砾岩含油性最好,其次为粗砾岩以及砂岩(瞿建华,2017)。

储层岩石碎屑成分以火山岩碎屑为主,砂岩和砂砾岩中岩屑含量都很高。砂岩成分以凝灰岩岩屑为主,其次为少量的石英、斜长石单矿物。砂砾岩中的砾石成分则以火山碎屑岩、喷出岩碎块为主,其中火山碎屑岩多以凝灰岩类为主,其余砾石成分多样。例如,花岗岩、安山岩、等岩浆岩碎块。也有少量变质岩碎块,如变石英岩;凝灰质砾石中常见暗色有机质分布,部分砾石发育机械破碎裂缝,并伴随硅质、碳酸盐质脉体充入,某些此类脉体中还发现有机质再充填的现象(图 2、图 3)。

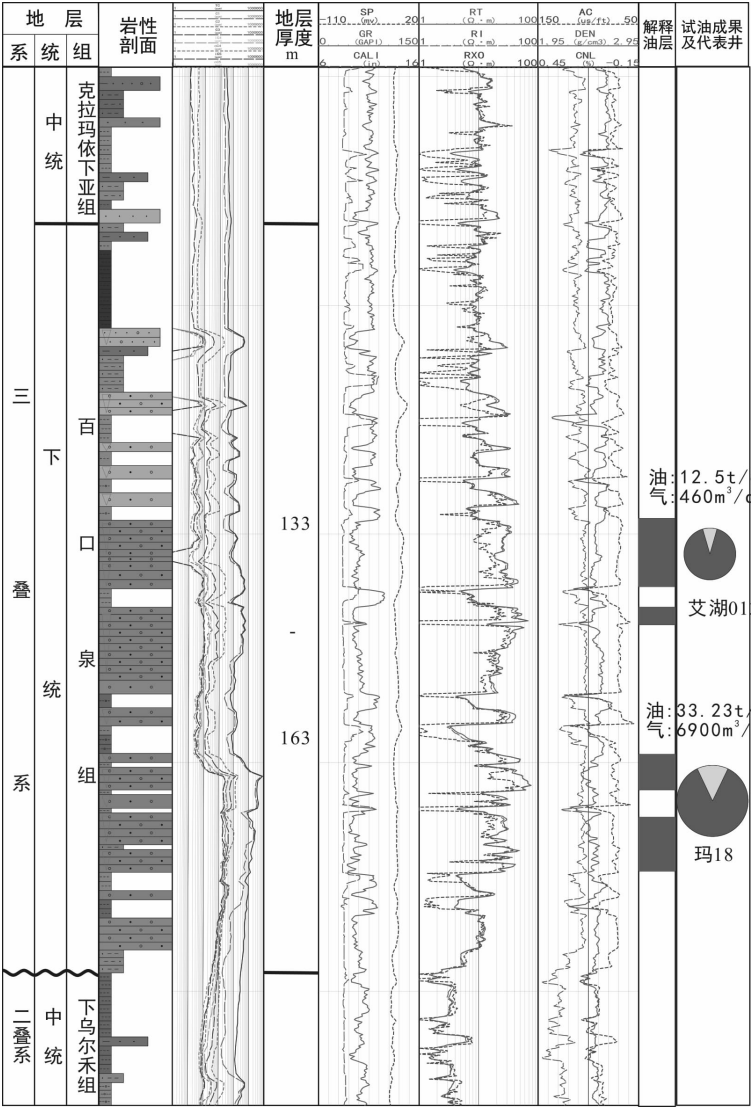
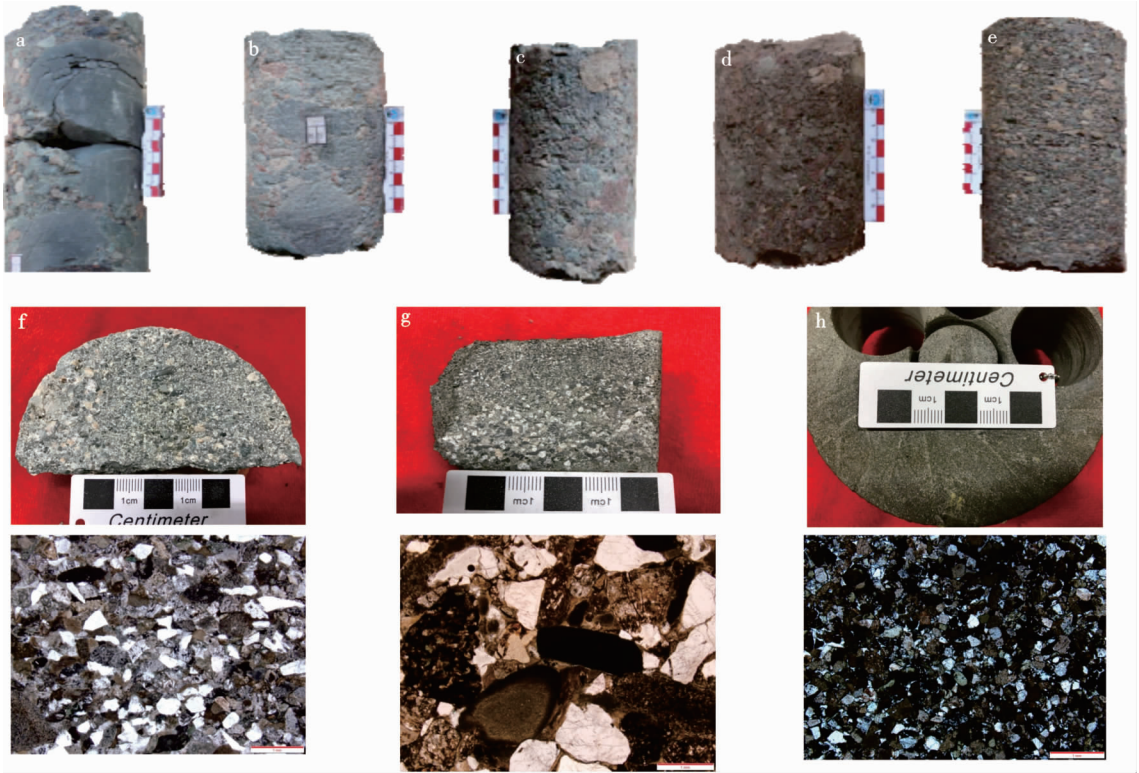


图 2 研究区油层综合柱状图

Fig. 2 Comprehensive histogram of oil layer



a. 巨砾岩,风南 401 井,2 542.43~2 542.59 m, T_1b^3 ; b. 粗砾岩,风南 1 井,2 725.1~2 725.29 m, T_1b^3 ; c. 大中砾岩,风南 15 井,2 748.1~2 748.25 m, T_1b^2 ; d. 小中砾岩,风南 16 井,2 779.20~2 779.67 m, T_1b^2 ; e. 细砾岩,风南 40 井,2 556.10~2 556.98 m, T_1b^2 ; f. 含细砾中粗砂岩,艾湖 1 井,3 794.99 m, T_1b^2 ; g. 含细砾中-粗砂岩,玛 18 井,3 906.04 m, T_1b^1 ; h. 含油细砂岩,盐北 4 井,3 693 m, T_1b^3

图 3 研究区岩心照片

Fig. 3 Pictures of rock samples

2 孔喉结构特征

2.1 孔隙类型

通过对 50 个岩石铸体薄片(蓝色部分为铸体)的鉴定获得,玛西百口泉组储层岩石孔隙类型较多,但是主要为粒内溶孔,粒间孔以及裂缝,其含量变化较大,以粒内溶孔为主,分布频率为 43%;粒间溶孔分布频率为 7%,残余粒间孔分布频率为 7%,粒间溶孔分布频率为 13%,收缩缝分布频率为 13%,微裂缝分布频率为 16%。微裂缝的存在通常会使渗透率显著增大(图 4)。

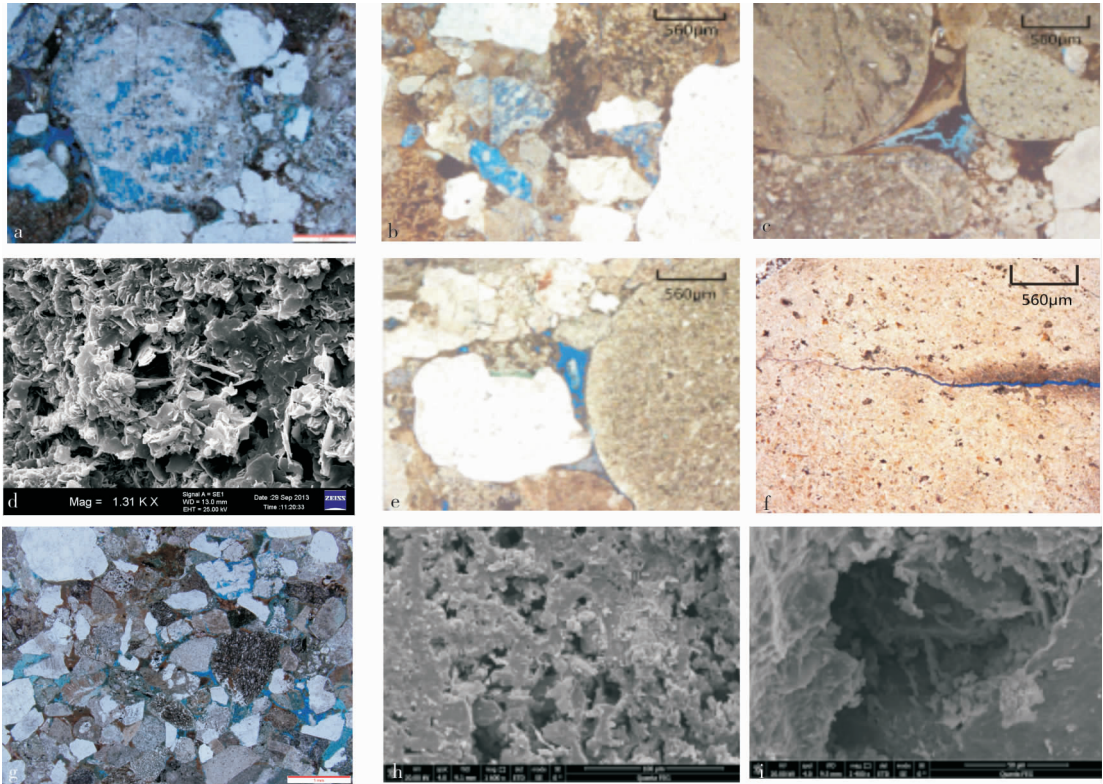
2.2 喉道类型

研究区常见的吼道类型主要包括(罗蛭潭,1987)片状、弯片状喉道、点状喉道和管束状喉道等(图 5)。

2.3 基于压汞曲线分析的储层分类评价

笔者依托中石油新疆油田试验检测研究院科研项目,收集、整理、分析了 130 多口井的相关资料,在综合参考前人研究的基础之上,在玛湖凹陷三大斜坡区共挑选了 20 多口重点井,选取了近 200 块样品进行了相关实验测试(表 1),其中包括产量很高的玛 18 井、艾湖 1 井、艾湖 11 井等井,这些井日产油都在 30 t 以上,代表了典型的优质储层;还有玛 19 井、玛 601 井、玛 131 井等井,这些井的日产油在 10 多吨,有些达到 20 多吨,代表了良好到一般的储层;此外对于玛西 1 井,日产油不到 0.5 t,玛 18 井的百二段(试油当日日产油仅为 3t)等低产井也取样进行测试,代表了较差和差储层。

根据毛管曲线的形态和相关的参数,将其分为 4 类孔隙结构(黄丁杰,2015;张茜,2015;任淑悦,2018;魏笑笑,2018),见图 6、表 2、表 3。I 类孔隙



a. 艾湖 1 井,3 850.1 m,粒内溶孔(铸体薄片照片) T_1b ; b. 艾湖 2 井,3 326.7 m,粒内溶孔(铸体薄片照片) T_1b^2 ; c. 玛 18 井,3 919.62 m,剩余粒间孔(铸体薄片照片) T_1b^1 ; d. 玛 18 井,3 867.18 m,不规则片状绿泥石晶间孔(扫描电镜照片) T_1b^2 ; e. 玛 136 井,3 307.89 m,粒间溶孔(铸体薄片照片) T_1b^2 ; f. 玛 133 井,3 301.11 m,微裂缝(铸体薄片照片) T_1b ; g. 玛 131 井,3 188 m,剩余粒间孔(铸体薄片照片) T_1b ; h. 艾湖 1 井,3 853.42 m,长石溶孔(扫描电镜照片) T_1b ;
I. 艾湖 2 井,3 324.27 m,粒间孔(扫描电镜照片) T_1b^2

图 4 研究区孔隙类型照片

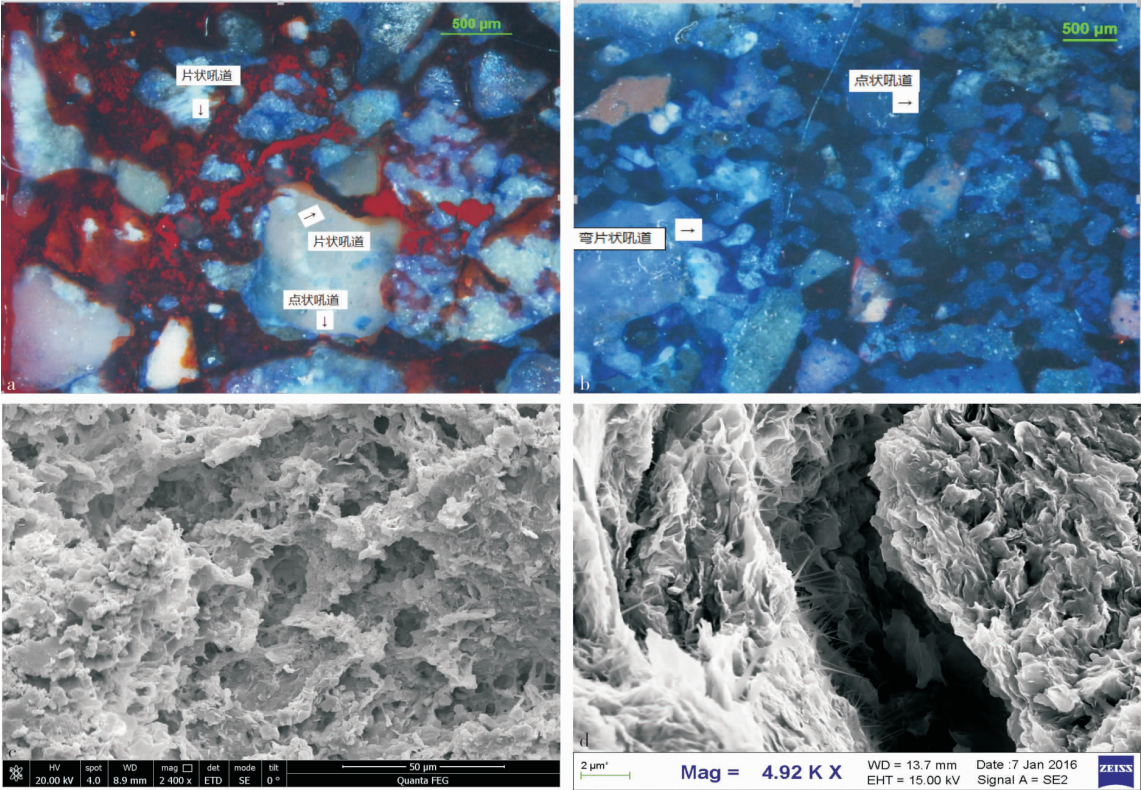
Fig. 4 Pictures of pore types

结构,孔隙度介于 8.2%~12.8%,渗透率平均大于 $10\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,排驱压力介于 0.01~0.18 Mpa,平均为 0.07 Mpa,最大孔喉半径介于 62.84~4.18 μm ,退汞效率介于 32.37~8.98,孔喉比最大为 10.13,最小为 2.09,最大进汞饱和度最大为 81.73%,最小为 55.15%。

典型的 I 类孔隙结构的排驱压力很低,最大进汞饱和度很大,平台期最长,曲线整体偏下,孔吼整体偏粗,连通性好。该类孔隙结构主要分布在扇三角洲前缘水下分流河道砂质细砾岩、含砾粗砂岩,该类孔隙结构孔隙发育最好,残余粒间孔发育较好,粒内溶孔,粒间溶孔等多种类型的孔隙均存在,部分伴有裂缝发育,使得渗透率很高。吼道类型主要以片状、点状喉道为主,孔喉之间的连通性较好,含油性也是最好的。玛 18 井 T_1b^1 段压裂后日产油量 33.23 t,

艾湖 1 井 T_1b^1 段压裂后日产油量 29.82 t。

II 类孔隙结构排驱压力稍高,曲线整体较为陡峭,几乎无平台期,可见孔喉分选性较差,最大进汞饱和度稍低,与 III 类接近。孔隙度介于 11.6%~4.5%,渗透率介于 $43.9\times 10^{-3}\sim 1.08\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,排驱压力介于 0.09~1.67 Mpa,最大孔喉半径介于 0.44~7.9 μm ,退汞效率介于 36.21%~15.59%,孔喉比介于 5.41~1.76,最大进汞饱和度介于 65.53%~51.61%,主要分布在扇三角洲平原河道及前缘亚相水下分流河道的细砾岩、含砾粗砂岩中。孔隙发育较好,主要以粒内溶孔、残余粒间孔为主,存在少量裂缝,对渗透率贡献较大。吼道类型以点状喉道为主,连通性较好,含油性较好。例如,艾湖 205 井 T_1b^1 段压裂后日产油量 10.28 t,艾湖 6 井 T_1b^2 段压裂后日产油量 13.19 t。



a. 玛 18 井,3 860.12 m 油驱水,片状吼道,点状吼道(红色为模拟地层油,蓝色为模拟地层水);b. 玛 19 井,3 466.2 m,油驱水,点状吼道,弯片状吼道(红色为模拟地层油,蓝色为模拟地层水);c. 艾湖 2 井,3 324.27 m,管束状吼道;d. 盐北 4 井,3 940.17 m,片状吼道

图 5 研究区主要吼道类型图

Fig. 5 Pictures of pore throats

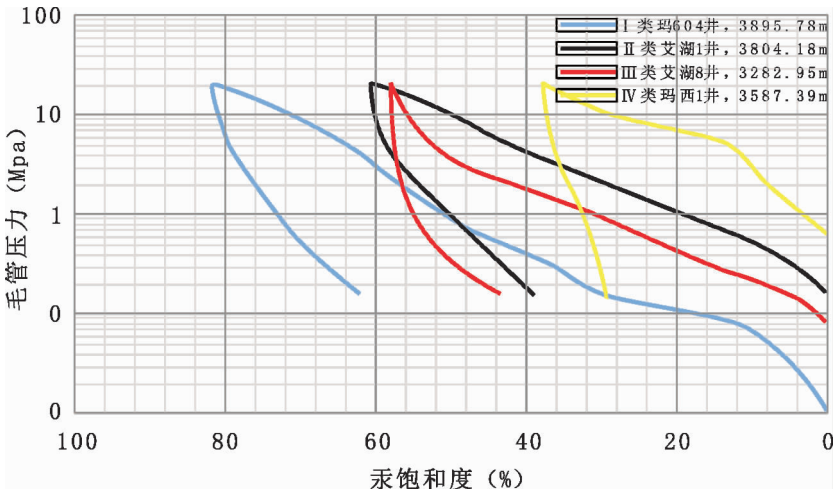


图 6 四类典型压汞曲线分类图

Fig. 6 Classification of four typical mercury injection curves

表 1 部分重点样品基本信息表
Tab. 1 Basic information of some important samples

序号	井号	深度(m)	层位	解释结果	岩性(含油性)	孔隙度 (%)	渗透率 (10 ⁻³ μm ²)	伊蒙混层 (%)	混层比 (%)	伊利石 (%)	高岭石 (%)	绿泥石 (%)
1	玛 18	3 872.9	T ₁ b ²	油层	含油段下部中小砾岩	10.3	4.55	50	30	17	10	23
2	玛 18	3 874.5	T ₁ b ²	油层	灰白色含细砾砂岩	8.6	11.2					
3	玛 18	3 912.2	T ₁ b ¹	油层	含油段下部细砾岩	11.7						
4	玛 18	3 914.8	T ₁ b ¹	油层	灰绿色疏松细砾岩	11.9	163	60	30	14	8	18
5	玛 18	3 921.8	T ₁ b ¹	油层	含油段下部细砾岩	13.2	4.51					
6	艾湖 1	3 799.9	T ₁ b ²	油水同层	中小砾岩(含油逸散)	9.7	1.23	60	25	13	5	22
7	艾湖 1	3 816.1	T ₁ b ²	干层	暗红色泥质粉砂岩	6.3	1.32	73	30	8	10	9
8	艾湖 1	3 850.1	T ₁ b ¹	油层	灰绿色含油中-细砾岩	9.7	8.83	56	55	7	14	23
9	艾湖 1	3 853.4	T ₁ b ¹	油层	灰绿色含油细砾岩	5.7	0.1	67	25	9	7	17
10	艾湖 2	3 314	T ₁ b ²	油层	灰绿色含油砂砾岩	12.1	4.06					
11	艾湖 2	3 324.3	T ₁ b ²	油水同层	含油细砂砾岩	10.1	78.5	33	75	6	19	42
12	玛 131	3 187.5	T ₁ b	油层	含油迹砂砾岩	7.4		62	80	7	9	22
13	玛 131	3 188	T ₁ b	油层	灰绿色中小砾岩	7.9	3.16	54	75	5	15	26
14	玛 19	3 522	T ₁ b ³	差油层	灰绿色中-细砂岩,裂缝中含沥青	8.3	1.41					
15	玛 19	3 523.1	T ₁ b ³	差油层	细砾岩							
16	盐北 4	3 692.5	T ₁ b ³	油水同层	含沥青细砾岩	8.2	0.16					
17	盐北 4	3 693	T ₁ b ³	油水同层	含油砂岩	8.6	0.27					
18	玛 601	3 854.8	T ₁ b	油层	灰色细砂岩	8	0.3	40	30	12	22	26
19	玛西 1	3 587.4	T ₁ b ²	油层	灰色荧光砂砾岩	5.3	1.21	47	55	9	19	25
20	玛 15	3 087	T ₁ b	差油层	含油迹中小砾岩	9.4	7.61	34	70	10	19	37

表 2 毛管压力测试实验样品含油性统计表
Tab. 2 Statistical table of oil content of capillary pressure test samples

类型	饱含油	富含油	油浸	油斑	油迹	荧光	无显示或未注明	总数
I	0	1	7	15	7	2	3	35
II	0	1	7	37	8	16	8	77
III	0	0	6	21	3	11	3	44
IV	0	0	4	37	1	0	53	95

Ⅲ类孔隙结构,排驱压力稍低于Ⅱ类,曲线相对较为平缓,有一小段平台期,但是其渗透率明显低于Ⅱ类,孔隙度较高,最大进汞饱和度与Ⅱ类相近。孔隙度介于 13.2%~5.1%,渗透率介于 $29.7 \times 10^{-3} \sim 0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,排驱压力介于 1.33~0.08 MPa,最大孔喉半径介于 9.72~0.55 μm,退汞效率介于 41.42%~10.68%,孔喉比介于 8.36~

1.41,最大进汞饱和度介于 76.86%~39%。主要分布在扇三角洲平原河道中砾岩、细砾岩中,该类孔隙结构的孔隙发育相对较差,孔隙类型主要以粒内溶孔为主以及少量粒间孔,吼道类型主要为点状、管束状喉道,连通性较差,含油性较差。艾湖 2 井 T₁b²段压裂后日产油 5.24 t,艾湖 12 井 T₁b¹段压裂后日产油 6.03 t。

表 3 研究区孔隙结构分类标准表
Tab. 3 Classification criteria of pore structures

类型	I	II	III	IV
渗透率($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	81.47	9.69	4.98	0.84
孔隙度(%)	11.27	8.19	8.7	7.27
排驱压力(Mpa)	0.07	0.49	0.29	1.04
中值半径(μm)	0.43	0.08	0.18	0.08
中值压力(Mpa)	3.23	11.39	6.22	11.82
均值	10.28	11.89	11.42	12.46
分选系数	3.11	2.31	2.37	1.69
变异系数	0.31	0.2	0.21	0.14
最大 SHg(%)	70.83	51.61	60.04	48.22
退汞效率(%)	19.98	24.33	24.21	28.21
沉积相	扇三角洲前缘水下 分流河道	扇三角洲平原河 道及前缘亚相水 下分流河道	扇三角洲 平原河道	扇三角洲平原 及前缘
岩性	砂质细砾岩、 含砾粗砂岩	细砾岩、含砾 粗砂岩	中砾岩、细砾岩	中砾岩
孔隙组合	裂缝发育,残余粒孔, 粒内溶孔	粒内溶孔、 残余粒间孔	粒内溶孔为主 少量粒间孔	晶间孔,粒内溶孔
吼道类型	片状、点状喉道	点状喉道	点状、管束状喉道	管束状喉道

Ⅳ类孔隙结构,排驱压力最高,曲线很陡峭,大部分集中在坐标系的右上方,最大进汞饱和度最低,物性很差,最大孔喉半径小,孔隙度介于12%~3.1%,渗透率大部分小于 $1\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,甚至小于 $0.1\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,排驱压力介于3.28~0.15 Mpa,最大孔喉半径介于5~0.22 μm ,退汞效率介于50.61%~12.24%,孔喉比介于7.17~0.98,最大进汞饱和度介于75.09%~25.7%。主要分布在扇三角洲平原及前缘重力流中砾岩、中细砂岩中,孔隙类型主要以晶间孔及少量粒内溶孔为主。吼道类型为管束状喉道,含油性最差。艾湖4井T₁b³段压裂后日产油仅为0.93 t,艾湖7井T₁b²段压裂后日产油仅为0.27 t。

3 相渗分析

选取17个样品进行了水驱油相渗实验(图7、表4)。基于前述的压汞曲线分类,不同的孔隙结构其相渗曲线特征如下。

I类孔隙结构的渗透率、孔隙度数均大于10,残余油饱和度大于26%,小于36%;束缚水饱和度大于26%,小于35.1%;无水期驱油效率大于21.9%,小于26.2%;最终水驱油效率大于52%,小于59.4%;两相共渗区大于38.5%,小于42.2%。

I类孔隙结构的样品束缚水饱和度最低,两相共渗区最大,可动流体饱和度最大,大小孔喉发育都较好,以及裂缝的存在导致非均质性较强等渗点相渗很低,油水干扰较强,残余油饱和度也是最高的。

Ⅱ类孔隙结构的渗透率均大于 $7\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙度数均大于5,残余油饱和度大于28.2%,小于34.9%;束缚水饱和度大于22.5%,小于34.2%;无水期驱油效率大于16.7%,小于26.3%;最终水驱油效率大于57.1%,小于52.6%;两相共渗区大于33.7%,小于42.6%。

Ⅱ类孔隙结构,与I类孔隙结构的样品较为接近,但是其渗透率相对较低,可见其裂缝发育较少,但是大小孔喉都发育较好,非均值性比较强,束缚水饱和度较高,其等渗点相渗也较低,油水干扰较强,

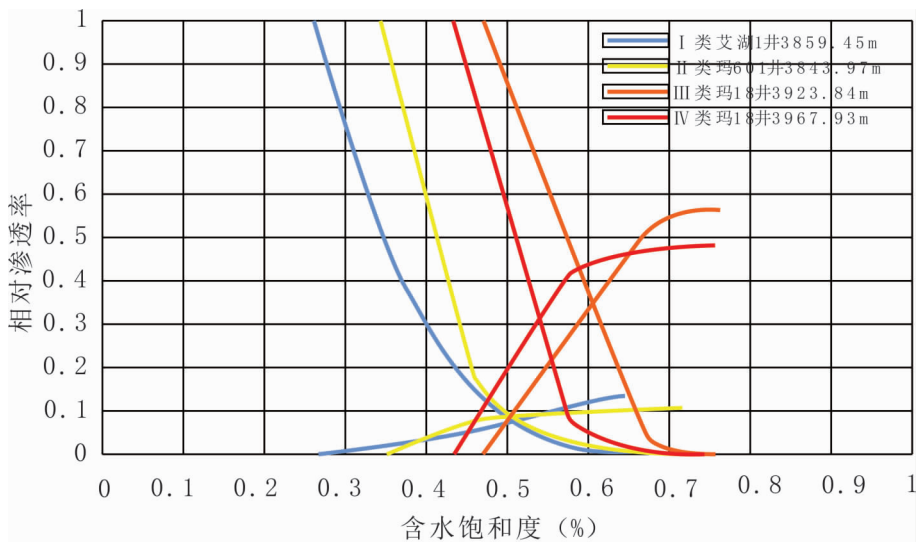


图 7 四类典型相渗曲线分类图

Fig. 7 Classification diagram of four typical phase permeability curves

表 4 相渗曲线分类标准表

Tab. 4 Classification standard of phase permeability curves

分类	孔隙度 (%)	渗透率 ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	残余油饱和度 (%)	束缚水饱和度 (%)	束缚水时油相渗透率 ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	无水期水驱油效率 (%)	最终水驱油效率 (%)
I	11.75	28.45	33.55	26.1	0.187	24.1	54.55
II	6.99	8.73	29.1	33.2	0.16	21.33	56.54
III	7.8	3.434	24.4	44.4	0.13	34.96	56.1
IV	4.89	0.969	24.3	43.3	0.032 6	28.6	57.1

残余油饱和度较高。

Ⅲ类孔隙结构的渗透率均大于 $2\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙度数值均大于6%,残余油饱和度大于21.8%,小于36.1%;束缚水饱和度大于47.6%,小于38.7%;无水期驱油效率大于33.3%,小于38.5%;最终水驱油效率大于53.8%,小于58.3%;两相共渗区大于29.5%,小于35.8%。

Ⅲ类孔隙结构的束缚水饱和度继续变大,但是其等渗点相渗也明显变大,可见其孔喉虽然整体偏细,但是非均质性没有那么强烈,油水两相的干扰相对较弱,残余油饱和度相对较低。

Ⅳ类孔隙结构的渗透率均小于 $2\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙度大于4%,残余油饱和度大于24.3%,小于24.6%;束缚水饱和度大于37.2%,小于43.3%;无水期驱油效率大于21.1%,小于28.6%;最终水驱油效率大于57%;两相共渗区大于32.4%,小

于36.4%。

Ⅳ类孔隙结构与Ⅲ类孔隙结构较为接近,束缚水饱和度和等渗点相渗都很大,可见孔喉整体偏小但是相对较为集中,两相干扰最小。

总体上来看,孔隙结构变差(由Ⅰ~Ⅳ),相应的束缚水饱和度呈现增大趋势,而残余油饱和度呈现减小的趋势,对应的两相共渗区的范围呈现减小趋势,但是最终水驱油效率数值都很接近,都集中在50%~60%。

4 核磁共振实验

基于前述的压汞曲线分类,选取了对应的4块砂砾岩储层的样品进行了核磁共振测试(图8、表5)。样品1的孔隙结构为Ⅰ类孔隙结构,其测试结果为:常规束缚水饱和度仅为4.33%,核磁束缚水

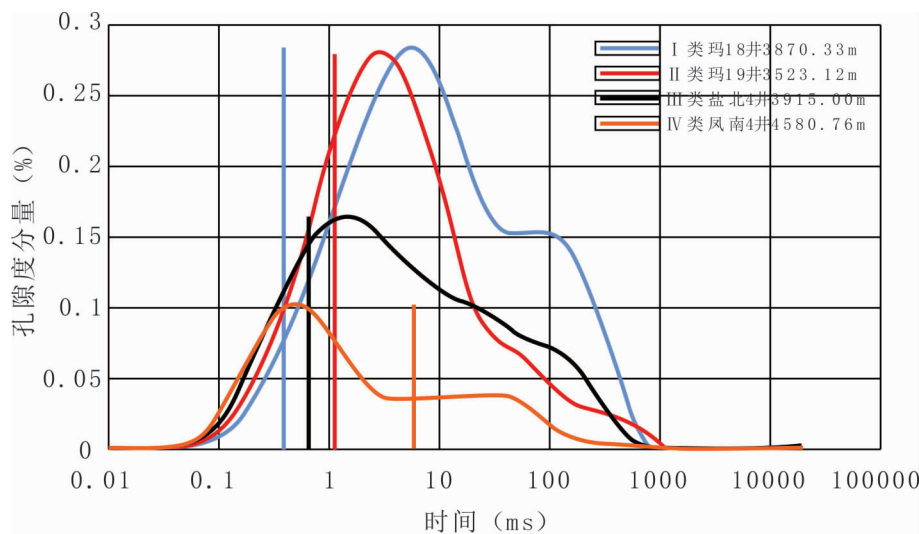


图 8 四类典型核磁共振以及 T2 截止值分类图

Fig. 8 Classification of four typical NMR and T2 cutoff values

表 5 核磁共振曲线分类标准表

Tab. 5 Classification criteria of NMR curves

分类	气测渗透率($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	核磁共振孔隙度(%)	核磁束缚水饱和度(%)	T2 截止值(ms)
I	2.33	11.6	4.33	0.4
II	4.25	9.1	20.46	1.6
III	0.57	9.85	24.48	1.96
IV	0.65	6.3	52.94	3.77

饱和度只有 4.33%，T2 截止值也仅为 0.4 ms。曲线大体呈双峰状，左峰明显高于右峰，可见其大小孔喉均发育，有大孔喉发育，可动流体饱和度最大。

样品 2 的孔隙结构为Ⅱ类孔隙结构，其测试结果为：常规束缚水饱和度达到了 27.18%，核磁束缚水饱和度达到了 23.74%，T2 截止值已经达到了 1.16 ms，曲线呈单峰状，可动流体饱和度较大，大孔隙发育较少，整体上孔隙发育较好，孔隙相对较为均值。

样品 3 的孔隙结构为Ⅲ类孔隙结构，其测试结果为：常规束缚水饱和度达到了 18.14%，核磁束缚水饱和度达到了 19.85%，T2 截止值已经达到了 0.69 ms，曲线大致呈单峰状，高峰偏左，可见孔喉整体偏小，较为均值。

样品 4 的孔隙结构为Ⅳ类孔隙结构，其测试结果为：常规束缚水饱和度高达 77.78%，核磁束缚水饱和度也达到 71.43%，T2 截止值已经达到了 6.02 ms，曲线大体呈双峰状，非均质性很强，左峰

明显高于右峰，左峰位于 T2 截止值之后，可见其孔喉尺寸太小，其中的流体为不可流动流体。因此，随着孔隙结构变差，其束缚水饱和度数值也对应明显变大，可动流体体积变少，T2 截止值随之也变大。

5 结论

(1)玛湖凹陷三叠系百口泉组砂砾岩储层的孔隙类型多样，砂砾岩储层孔隙类型主要为剩余粒间孔、粒内溶孔、晶间孔及微裂缝等；喉道类型主要为片状、点状吼道及管束状吼道等。

(2)根据不同的孔喉、物性、结合压汞曲线将其分为Ⅰ～Ⅳ四类。Ⅰ类孔隙结构残余粒间孔发育较好，粒内溶孔，粒间溶孔等多种类型的孔隙均存在，尤其是裂缝较发育，使得渗透率很高，分布在扇三角洲前缘水下分流河道砂质细砾岩、含砾粗砂岩中；Ⅱ类孔隙结构主要为粒内溶孔、残余粒间孔为主，主要

分布在扇三角洲平原河道及前缘亚相水下分流河道的细砾岩、含砾粗砂岩中,孔隙发育较好;Ⅲ类孔隙结构主要以粒内溶孔为主以及少量粒间孔,主要分布在扇三角洲平原河道中砾岩、细砾岩中;Ⅳ类孔隙结构孔隙类型主要为晶间孔为主,少量粒内溶孔为主,主要分布在扇三角洲平原及前缘中砾岩、中细砂岩中。

(3)随着孔隙结构变差,其对应的产量、束缚水饱和度、两相共渗区、可动流体饱和度、T2 截止值等渗流特征参数也大体上相应变差。可见孔隙结构对可动流体饱和度起到了重要影响。

参考文献(References):

- 李庆昌,吴虻,赵立春. 砾岩油田开发[M]. 北京:石油工业出版社,1997.
- LI Qingchang, WU Meng, ZHAO Lichun. Gravel Rock Oil Field Development [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- 胡复唐. 砂砾岩油藏开发模式[M]. 北京:石油工业出版社,1997.
- HU Futang. Sand conglomerate reservoir development model[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- 雷德文,王小军,唐勇. 准噶尔盆地玛湖凹陷三叠系百口泉组砂砾岩储层形成与演化[M]. 北京:科学出版社,2018.
- LEI Dewen, WANG Xiaojun, TANG Yong. The formation and evolution of gravel reservoir in the Baikouquan Formation of the Mahu Depression of the Junggar Basin [M]. Beijing: Science Press, 2018.
- 支东明. 玛湖凹陷百口泉组准连续型高效油藏的发现与成藏机制[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(4): 373-382.
- ZHI Dongming. The discovery and accumulation mechanism of continuous high efficiency reservoir in Baikouquan Formation of Mahu Sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(4): 373-382.
- 支东明,唐勇,郑孟林,等. 玛湖凹陷源上砾岩大油区形成分布与勘探实践[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(1): 1-8.
- ZHI Dongming, TANG Yong, ZHENG Menglin, et al. Mahu depression source conglomerate oil formation distribution and exploration practices[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1): 1-8.
- 唐勇,徐洋,瞿建华,等. 玛湖凹陷百口泉组扇三角洲群特征及分布[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(6): 628-635.
- TANG Yong, XU Yang, QU Jianhua, et al. The characteristics and distribution of the fan Delta group in the Baikouquan Formation in the Mahu Depression[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(6): 628-635.
- 曹剑,雷德文,李玉文,等. 古老碱湖优质烃源岩:准噶尔盆地地下二叠统风城组[J]. 石油学报, 2015, 36(7): 781-790.
- CAO Jian, LEI Dewen, LI Yuwen, et al. Ancient alkaline lake high-quality hydrocarbon source rock: Junggar basin underground Permian Fengcheng Formation[J]. Journal of Petroleum, 2015, 36(7): 781-790.
- 张义杰,曹剑,胡文瑄,等. 准噶尔盆地油气成藏期次确定与成藏组合划分[J]. 石油勘探与开发, 2010, 6(3): 257-262.
- ZHANG Yijie, CAO Jian, HU Wenxuan, et al. Junggar Basin hydrocarbon accumulation period determination and reservoir combination division[J]. Oil Exploration and Exploitation, 2010, 6(3): 257-262.
- 瞿建华,王泽胜,任本兵,等. 准噶尔盆地环玛湖斜坡区常高压成因机理分析及压力预测方法[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(5): 36-40.
- QU Jianhua, WANG Zesheng, REN Benbing, et al. Junggar Basin Cyclopod Lake slope area constant high pressure mechanism analysis and pressure prediction method [J]. Rock and Gas Reservoirs, 2014, 26(5): 36-40.
- 冯冲,姚爱国,汪建富,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷异常高压分布和形成机理[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(6): 640-645.
- FENG Chong, YAO Aiguo, WANG Jianfu, et al. The abnormal high-pressure distribution and formation mechanism of the Mahu depression in the Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(6): 640-645.
- 匡立春,唐勇,雷德文,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区三叠系百口泉组扇控大面积岩性油藏勘探实践[J]. 中国石油勘探, 2014, 19(6): 14-23.
- KUANG Lichun, TANG Yong, LEI Dewen, et al. Exploration practices for fan-controlled large-area reservoir in the Baikouquan Formation of the Triassic Formation of the Mahu Depression in the Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(6): 14-23.
- 于兴河,瞿建华,谭程鹏,等. 玛湖凹陷百口泉组扇三角洲砾岩岩相及成因模式[J]. 新疆石油地质, 2014, 12(06): 619-627.
- YU Xinghe, QU Jianhua, TAN Chengpeng, et al. Mahu depression Baikouquan Formation fan Delta conglomerate facies and Genesis patterns[J]. Xinjiang Petroleum

- Geology, 2014, 12(06): 619-627.
- 曲永强, 王国栋, 谭开俊, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区三叠系百口泉组次生孔隙储层的控制因素及分布特征[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(增刊 1): 50-63.
- QU Yongqiang, WANG Guodong, TAN Kaijun, et al. Control factors and distribution characteristics of secondary pore reservoirs in the Baikouquan Formation in the Mahu Depression of the Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(Suppl. 1): 50-63.
- 何登发, 吴松涛, 赵龙, 等. 环玛湖凹陷二叠—三叠系沉积构造背景及其演化[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(1): 35-47.
- HE Dengfa, WU Songtao, ZHAO Long, et al. Permian-Triassic sedimentary tectonic background and its evolution[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1): 35-47.
- 杨翼波. 准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷西斜坡区构造特征及油气成藏研究[D]. 西安: 西北大学, 2014.
- YANG Yibo. Structural characteristics and hydrocarbon accumulation in the Western Slope area of the Mahu depression on the Northwest edge of the Junggar Basin [D]. Xi'an: Northwestern University, 2014.
- 黄丁杰, 于兴河, 谭程鹏, 等. 玛西斜坡区百口泉组储层孔隙结构特征及控制因素分析[J]. 东北石油大学学报, 2015, 02(02): 09-13.
- HUANG Dingjie, YU Xinghe, TAN Chengpeng, et al. Analysis of pore structure characteristics and control factors of Baikouquan Formation in the slope area of West of Mahu[J]. Journal of Northeastern Petroleum University, 2015, 02(02): 09-13.
- 罗蛰潭, 王允诚. 油气储集层的孔隙结构[M]. 北京: 科学出版社, 1986.
- LUO Zhetan, WANG Yuncheng. Pore structure of oil and gas reservoirs[M]. Beijing: Science Press, 1986.
- 张茜, 孙卫, 任大忠, 等. 特低渗砂岩储层储集特征及其孔隙结构类型划分: 以姬塬油田长 6 油层组砂岩储层为例[J]. 地质论评, 2015, 61(5): 1192-1198.
- ZHANG Xi, SUN Wei, REN Dazhong, et al. Special low-permeability sandstone reservoir characteristics and the classification of pore structures: Take Jiyuan Oilfield Chang 6 reservoir sandstone reservoir as an example [J]. Geological Theory Review, 2015, 61(5): 1192-1198.
- 任淑悦, 孙卫, 刘登科, 等. 苏里格西区苏 48 区块盒 8 段储层微观孔隙结构及对渗流能力的影响[J]. 地质科技情报, 2018, 37(2): 123-128.
- REN Shuyue, SUN Wei, LIU Dengke, et al. Reservoir micropore structure and influence on seepage capacity in 8 sections of the Su 48 block box in Surige West[J]. Geological Science and Technology Intelligence, 2018, 37(2): 123-128.
- 魏笑笑, 刘建朝, 刘晶晶. 鄂尔多斯盆地史家畔地区长 6₁ 油层沉积微相研究及其对开发的影响[J]. 西北地质, 2018, 51(04): 255-262.
- WEI Xiaoxiao, LIU Jianchao, LIU Jingjing. Study on sedimentary microfacies of chang 6₁ reservoir in Shijiapan area of Ordosbasin and its influence on development [J]. Northwestern Geology, 2018, 51(04): 255-262.
- 瞿建华, 张磊, 吴俊, 等. 玛湖凹陷西斜坡百口泉组砂砾岩储集层特征及物性控制因素[J]. 新疆石油地质, 2017, 38(01): 1-6.
- QU Jianhua, ZHANG Lei, WU Jun, et al. Characteristics and control factors of physical properties of sand conglomerate reservoirs in Baikouquan formation on the west slope of Mahu Depression [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2017, 38(01): 1-6.
- 齐雯, 潘建国, 王国栋, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区百口泉组储层流体包裹体特征及油气充注史[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(S1): 64-71.
- QI Wen, PAN Jianguo, WANG Guodong, et al. Reservoir fluid inclusion characteristics and oil and gas filling history of Baikouquan formation in the slope area of Mahu Depression, Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(S1): 64-71.