

砂砾岩体不同岩相油气充注期储集性能差异及成藏意义 ——以玛湖凹陷西斜坡区百口泉组油藏为例

孟祥超¹ 陈能贵¹ 苏静² 徐洋¹ 王小军² 邹志文¹ 李亚哲¹ 郭华军¹

(1. 中国石油杭州地质研究院 杭州 310023; 2. 新疆油田公司勘探开发研究院 新疆克拉玛依 834000)

摘要 玛湖凹陷西斜坡区三叠系百口泉组岩性油藏生、储、盖、运等成藏条件配置优越,有效的侧向及上倾方向圈闭封挡条件为制约油气成藏的关键。在明确泥质含量为影响本区砂砾岩储层储集性能关键因素基础上,以泥质含量为主分类参数,将砂砾岩储层划分为贫泥砂砾岩(泥质含量<5%)、含泥砂砾岩(泥质含量5%~8%)和富泥砂砾岩(泥质含量>8%)三种岩相。早侏罗世的早期油气充注期,上述三种岩相储层均可作为有效储层;早白垩世的主要油气充注期,富泥砂砾岩相储层的储集性能明显变差,成为研究区主要的致密封挡带,而贫泥砂砾岩和含泥砂砾岩仍可作用作为有效储层,且前者的储集性能优于后者。扇三角洲前缘亚相(牵引流)沉积主要对应于贫泥砂砾岩岩相,在油气充注期为有效储层,构成玛湖凹陷西斜坡区百口泉组大面积岩性油藏的主体储集层;扇三角洲平原亚相(牵引流)、砂质碎屑流(重力流)沉积主要对应于富泥砂砾岩岩相,在油气充注期储集性能均较差,主要构成研究区大面积岩性油藏的底部及侧向的致密封挡带,上述两致密封挡带与扇三角洲前缘亚相(牵引流)有效储层配置,共同形成玛湖凹陷西斜坡区百口泉组大型岩性油藏。

关键词 玛湖凹陷西斜坡 百口泉组 岩相 储集性能 致密封挡带

第一作者简介 孟祥超 男 1974年出生 硕士 高级工程师 沉积储层 E-mail:mengxc_hz@petrochina.com.cn

中图分类号 P618.13 **文献标识码** A

0 引言

玛湖凹陷西斜坡区域构造位于准噶尔盆地玛湖凹陷西侧^[1-3],西北部濒临乌夏断裂带、克百断裂带,构造格局形成于白垩纪早期,构造较为简单,基本表现为东南倾的平缓单斜,局部发育低幅度平台、背斜或鼻状构造,断裂较少。地层发育较全,自下而上有石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系及白垩系,各层系均为区域性不整合。目的层三叠系百口泉组为一套较近物源的粗碎屑(砂砾岩)扇三角洲^[4-5]沉积(图1)。

研究区三叠系百口泉组是新疆油田近5年来勘探评价的主战场,2012—2014年已累计提交三级石油地质储量近2亿吨。研究表明,在整体低孔低渗背景下,该套砂砾岩体内部表现为较强非均质性,既可作为储层也可作为致密封挡层。高产(日产液量>10 m³/d)高效储层的孔隙度可达10%~15%;渗透率1~30×10⁻³ μm²;中低产(日产液量>1~10 m³/d)中低效储层孔隙度约7%~10%,渗透率约0.2~1×10⁻³ μm²;致密封挡层孔隙度<5%;渗透率<0.1×10⁻³ μm²。

该区油藏类型主要为发育在盆地斜坡区宽缓鼻

隆背景下的下生上储式岩性油藏^[6-7],有通油源垂向断裂沟通二叠系烃源岩(主要为佳木河组、风城组、乌尔禾组)与三叠系百口泉组储层,有二叠系—三叠系之间不整合面及百口泉组砂砾岩体作为侧向疏导,有上三叠统白碱滩组区域性厚层泥岩及二叠系顶部泥岩分别作为区域性顶底板封挡层,生、储、盖、运等成藏条件配置优越。故整体宽缓斜坡背景下,有效的侧向及上倾方向圈闭封挡条件成为制约油气成藏的关键。本文在对研究区砂砾岩体沉积机制—沉积相特征及成因类型简要分析基础上,明确影响该区砂砾岩储集性能的关键因素,进而进行岩相划分及油气充注期不同岩相储集性能分析,并通过建立岩相—成因类型之间的对应关系,剖析该区大面积岩性油藏侧向及上倾方向致密封挡带的构成要素,对研究区扇控大面积岩性油藏成藏模式的构建及后续的进攻性勘探具有重要的启示和指导意义。

1 砂砾岩体成因类型

研究区位于玛湖凹陷西北部的斜坡区(图1),主要包括北部的夏子街扇体和西部的黄羊泉扇体。玛

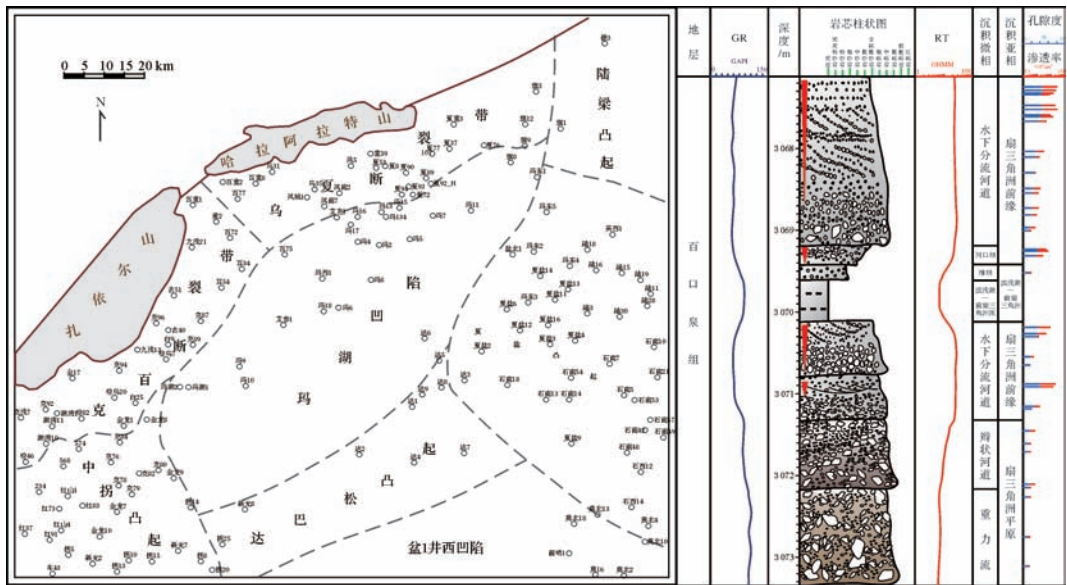


图1 区域构造位置及百口泉组综合柱状图

Fig.1 Regional structure and comprehensive histogram of Baikouquan Formation

湖凹陷斜坡区的勘探主要始于2011—2012年,前人研究主要集中于近老山区高部位断裂带的构造油藏发育区,主要以近物源粗碎屑的冲积扇沉积为主。笔者通过近四年对凹陷斜坡区百口泉组的持续研究,指出斜坡区百口泉组沉积相带类型主要属以牵引流为主,局部夹杂重力流的扇三角洲沉积。主要发育扇三角洲平原辫状河道、扇三角洲平原/前缘砂质碎屑流、扇三角洲前缘近岸水下分支河道、远岸水下分支河道四种主要砂砾岩体沉积微相类型。除发育前三角洲暗色泥岩、滨浅湖滩坝等典型指相沉积标志外,在扇三角洲平原、扇三角洲前缘亚相均发育砂质碎屑流重力流沉积。水上部分的扇三角洲平原亚相重力流沉积为母岩区风化产物近物源直接冻结式堆积的产物,沉积物内部未遭受牵引流改造,以分选极差、磨圆极差的粗砾、粗砂、杂红色泥岩混杂堆积为主;水下部分的扇三角洲前缘亚相重力流沉积可能为早期近物源的牵引流沉积再次搬运—冻结式堆积的产物,以分选差—极差、磨圆差—极差的中—粗砾、粗砂、杂红—灰色泥岩混杂堆积为主。为便于后续对比,按照沉积机制、沉积相带特征差异,将上述砂砾岩体沉积归纳为扇三角洲平原(牵引流)、扇三角洲前缘(牵引流)、砂质碎屑流(重力流)三种成因类型。

2 砂砾岩储集性能的影响因素

玛湖凹陷西斜坡区三叠系百口泉组砂砾岩体发育,“沉积相带控制储层物性和油气分布”是多数学

者对该区百口泉组油藏的主流观点。该观点在勘探早中期的区带优选中确实能起到重要指导作用,但深入研究表明,相同优势沉积相带背景下,砂砾岩储层的物性和含油性差异很大。限定本区优势沉积相带扇三角洲前缘水下分流河道、孔隙型储层(排除局部裂缝发育带对储层储集性能的影响)、储层厚度8~10 m(排除储层厚度对储层产液量的影响)条件下,砂砾岩储层产能大小与渗透率、平均喉道半径、孔隙度均呈较强的正相关性(图2),表明砂砾岩储层产能受储层储集性能控制,而储层储集性能不单纯受沉积相带控制(相同沉积相带条件下,上述三个储集性能参数变化范围均较大)。在有利沉积相带背景下,影响砂砾岩储层储集性能的关键因素亟待进一步明确。

研究表明,研究区砂砾岩储层储集性能与沉积作用(主要为水动力条件;主要评价参数:泥质含量)、成岩作用(压实—胶结作用)关系密切。

2.1 泥质含量

岩芯观察及铸体薄片鉴定资料分析表明,玛湖凹陷西斜坡区百口泉组泥质含量与储层孔隙度、渗透率均具负相关性(图3),但泥质含量—渗透率的负相关性(指数负相关)明显强于泥质含量—孔隙度的负相关性(线性负相关),在相同的泥质含量变化区间(从1%增加至7%),孔隙度由13%降至7%,下降约6%,而渗透率下降逾2个数量级,从 $32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 直接降至 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,即泥质含量对储层孔隙度、渗透率均有影响,但对储层渗透率的影响程度更大,在研究

区泥质含量区间范围内,随着泥质含量升高,储层渗透率呈指数式下降。

玛北斜坡区百口泉组油气主要聚集在扇三角洲前缘水下分流河道砂砾岩体内,假定相同有利相带扇三角洲前缘水下分流河道,相同水动力淘洗背景下,水沿优势渗流通道^[8]流动,导致水动力对孔隙内泥质的淘洗程度要强于对喉道间泥质的淘洗强度,最终在相同优势沉积相带条件下,储层内残留的泥质主要集中在喉道空间内,随残留泥质含量增加,喉道被分割成许多超微细喉道(图4、表1),储层平均孔喉半径越小,束缚水^[9-10]增多,渗流能力显著降低。

2.2 压实—胶结作用

压实作用为研究区百口泉组储层主要的成岩减孔作用,压实减孔量多大于25%(图5A)。在限定细砾岩粒度条件下,分泥质含量<5%、泥质含量5%~8%、泥质含量>8%三组样品点进行孔隙度—埋深交汇分析(图6),三组样品孔隙度均随埋深增加而呈指数型降低,符合正常的压实减孔趋势。但不同泥质含

量样品的压实减孔程度不同,随泥质含量增加,样品的压实减孔程度增加,泥质含量>8%组样品点岩石减孔程度最大。

研究区储层胶结物含量多小于10%,主含量区间0.2%~5%,胶结作用对百口泉组储层减孔作用相对较弱(图5A),且胶结物含量与泥质含量呈明显的负相关(图5B),即可以用泥质含量来大致反映百口泉组储层的胶结强度。

综上所述,影响研究区砂砾岩储层储集性能的沉积、成岩因素均与泥质含量关系密切,泥质含量为影响本区砂砾岩储层储集性能的关键因素。

3 岩相类型及油气充注期储集性能差异

3.1 岩相类型

在明确泥质含量为影响本区砂砾岩储层储集性能关键因素基础上,以泥质含量为主分类参数,划分出贫泥砂砾岩、含泥砂砾岩、富泥砂砾岩三种岩相,并结合泥质含量—孔隙度/渗透率交汇图版(图3)、该

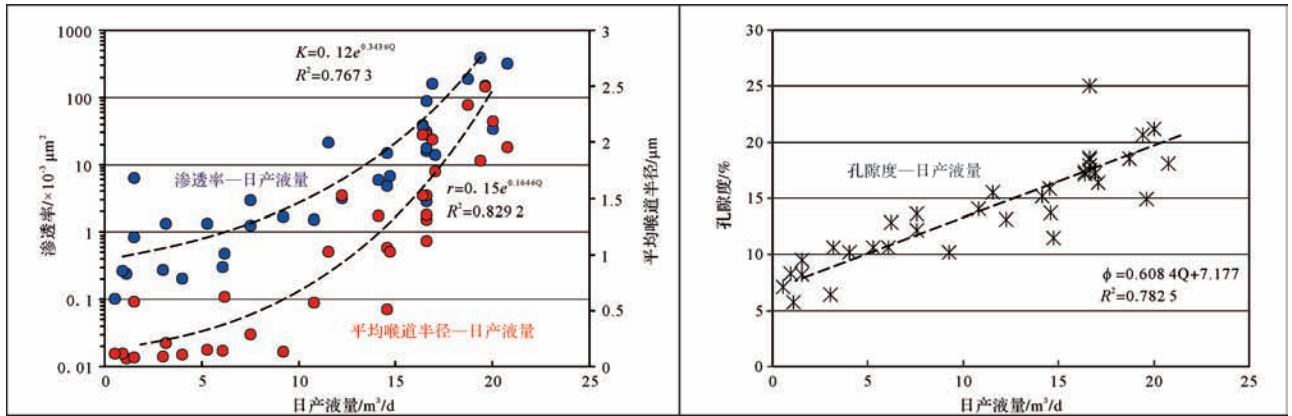


图2 日产液量与渗透率/平均喉道半径;孔隙度—渗透率关系交汇图

限定条件:(1)相带:扇三角洲前缘水下分流河道;(2)孔隙型储层;(3)储层厚度8~10 m

Fig.2 Relation map of per-liquid output-permeability/mean throat radius and porosity-permeability

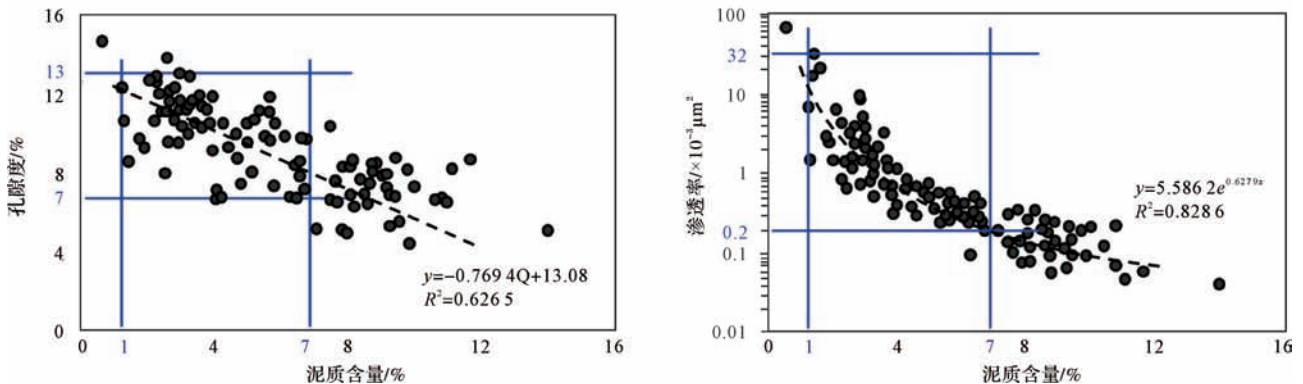


图3 泥质含量对砂砾岩储层孔隙度、渗透率影响关系图

Fig.3 Relation map of mud content-porosity and mud content-permeability in sand-gravel reservoir

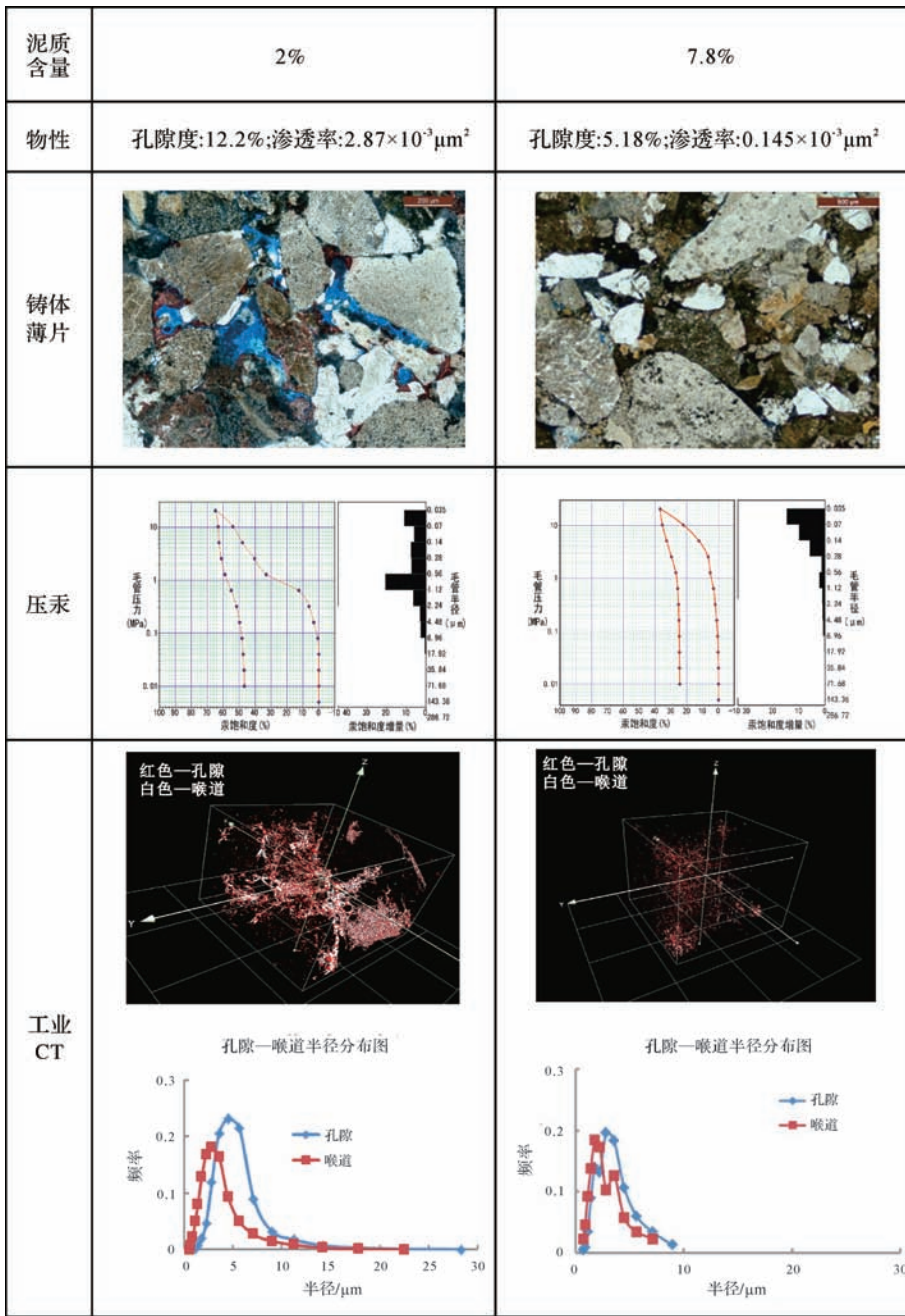


图 4 不同泥质含量砂砾岩储层储集性能综合表征

注:工业 CT 实验来自中国石油碳酸盐岩储层重点实验室

Fig.4 Integrated feature of reservoir performance in diverse mud content sandy conglomerate reservoir

表 1 不同泥质含量砂砾岩储层储集性能参数对比表

Table 1 Parameters comparison of reservoir performance in diverse mud content sand-gravel reservoir

样品 泥质 含量	工业 CT										压汞		
	样品		孔隙				喉道				排驱 压力	退汞 效率	非饱和 孔隙体积 百分比
	扫描 分辨率	连通体积 百分比	数量	体积	半径 (最大/平均/最小)	数量	体积	半径 (最大/平均/最小)					
/%	/ μm	/%	/个	/ $10^7 \mu\text{m}^3$	/ μm	/个	/ $10^7 \mu\text{m}^3$	/ μm	/MPa	/%	/%		
2.00	1.60	74.64	34323	7.44	29.29/8.27/0.64	20530	5.648	23.10/3.05/0.61	0.42	33.61	25.15		
7.80	1.60	33.10	6459	1.11	7.61/1.25/0.74	1640	0.141	9.65/0.63/0.19	3.56	18.79	63.23		

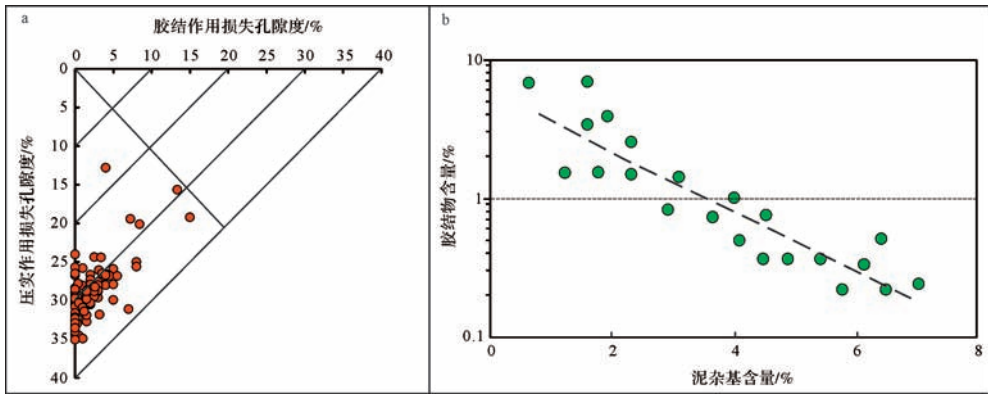


图5 百口泉组压实—胶结减孔评价(a)及泥质含量—胶结物含量关系(b)

Fig.5 Cut-porosity valuation of compaction-cementation(a) and mud-cement content (b) of Baikouquan Formation

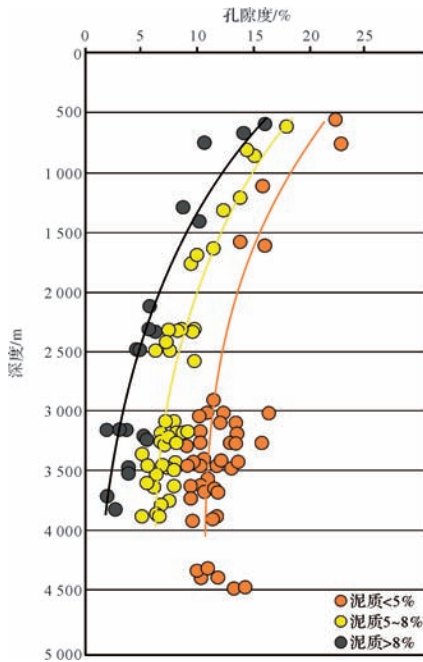


图6 不同泥质含量砂砾岩压实减孔效应对比图

Fig.6 Cut-porosity valuation of compaction in diverse mud content sand-gravel reservoir

区油层孔隙度下限7.4%及日产液量 $5 \text{ m}^3/\text{d}$ (参考研究区工业油流标准)对应的渗透率下限 $0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图2),综合厘定上述三类岩相的量化区间:贫泥砂砾岩(泥质含量 $< 5\%$)、含泥砂砾岩(泥质含量 $5\% \sim 8\%$)、富泥砂砾岩(泥质含量 $> 8\%$)。

3.2 油气充注期不同岩相储集性能差异

油气充注时间或油气藏形成时间的确定方法较多,传统的地质分析方法包括烃源岩主要生排烃期分析法(烃源岩的生排烃期基本代表储层油气充注的最早时间)、圈闭发育史分析法(圈闭形成时间限定

了油气充注的最早时间)、油藏饱和压力法(与油藏饱和压力相当的地层埋藏深度所对应的地质年代,即为油气的充注时间);目前比较常用的流体历史分析法包括储层流体包裹体法、自生伊利石测年法^[11-13]。油藏饱和压力法受油气藏饱和状态、地壳运动等因素影响,不确定性较大。本文在前期圈闭发育史分析基础上,主要采用烃源岩主要生排烃期分析法、储层流体包裹体法综合分析油气充注时间。

前人研究成果^[13-14]及玛13井、玛18井百口泉组砂砾岩盐水包裹体测温—埋藏史/热史演化数据表明,该区存在两期盐水包裹体,其均一温度分别为 $70^\circ\text{C} \sim 90^\circ\text{C}$ 和 $100^\circ\text{C} \sim 120^\circ\text{C}$,它们指示了两期油气充注,分别对应早侏罗世、早白垩世(图7),即玛湖凹陷西斜坡区三叠系百口泉组经历了早侏罗世和早白垩世两期油气充注成藏过程。对照百口泉组砂砾岩储层孔隙度—热成熟度(TTI)交汇结果(图8),百口泉组贫泥砂砾岩、含泥砂砾岩、富泥砂砾岩三种岩相储层在第一期油气充注期(早侏罗世,TTI=15)平均孔隙度分别维持在13.8%、11.2%、8.5%,均可作为有效储层,但此时期下伏烃源岩刚刚进入生油门限,生排烃量有限,有限的油气沿优势通道向低势区运移,主要聚集在物性较优的贫泥砂砾岩岩相、含泥砂砾岩岩相储层中,富泥砂砾岩岩相储油量非常有限(岩芯油气显示数据也表明,富泥砂砾岩岩相岩芯基本无油气显示);至第二期油气充注期(早白垩世,TTI=75),下伏烃源岩进入生排烃高峰期,此时期贫泥砂砾岩、含泥砂砾岩相储层的孔隙度分别维持在12%、8%,仍为主要的储油层,而富泥砂砾岩相储层平均孔隙度已小于6%,储集性能明显变差,形成研究区主要的致密封挡带。

4 油气成藏意义

在明确油气充注期不同岩相储集性能差异基础上,进一步研究表明,砂砾岩体岩相—成因类型(前述章节1)之间存在密切关系(图9)。扇三角洲前缘亚相(牵引流)沉积泥质含量 < 7%,主要泥质含量区间为 < 5%,主体渗透率 > $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,大致对应于贫泥砂砾岩岩相(含少量的含泥砂砾岩岩相),在早侏罗世、早白垩世两期油气充注期均为有效储层,构

成玛湖凹陷西斜坡区百口泉组大面积岩性油藏的主体储集层部分。扇三角洲平原亚相(牵引流)泥质含量 > 7.5%,主要泥质含量区间为 > 8%,主体渗透率 > $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,基本对应于富泥砂砾岩岩相(含少量含泥砂砾岩岩相),在早侏罗世、早白垩世两期油气充注期,除少量含泥砂砾岩岩相尚具备一定储集能力外,主体的富泥砂砾岩岩相储集性能已大幅下降,主要构成研究区大面积岩性油藏上倾部位的致密封挡带,对储集于其下倾部位扇三角洲前缘亚相储层中

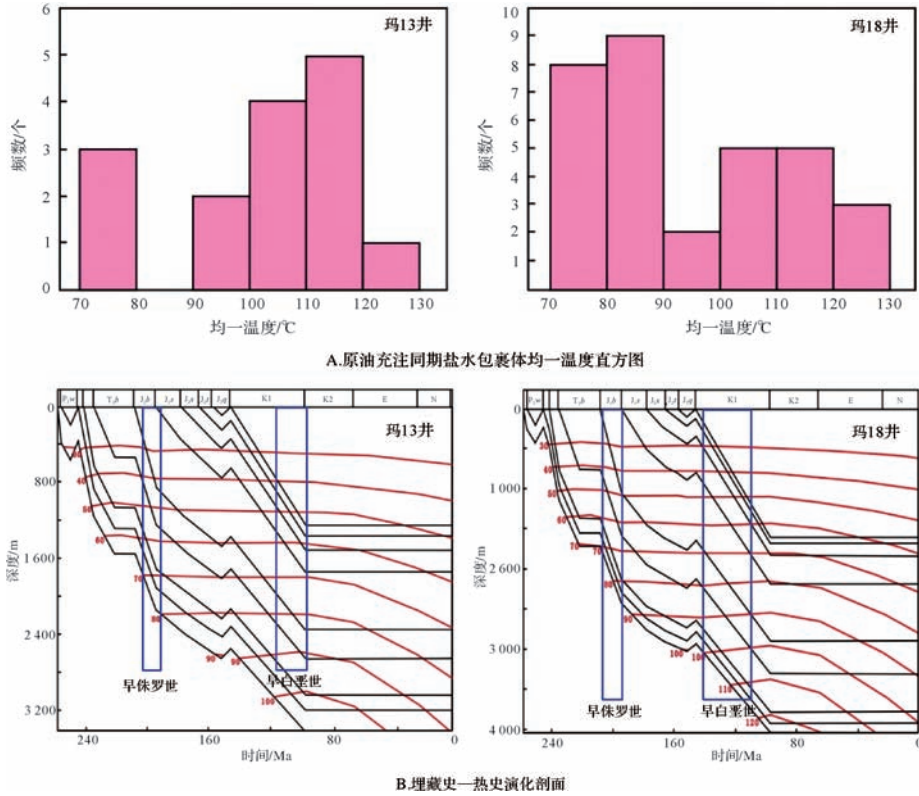


图7 包裹体测温—埋藏史/热史综合确定油气充注次期图

Fig.7 Oil-gas injection time confirmed by fluid-inclusion temperature-burial/heat history curve

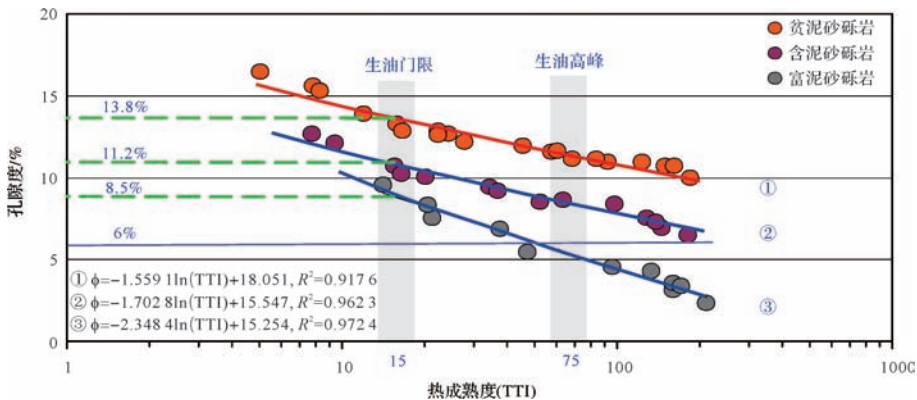


图8 百口泉组砂砾岩储层不同岩相孔隙度—热成熟度(TTI)关系图

Fig.8 Relation map of porosity-TTI in diverse lithofacies in sand-gravel reservoir of Baikouquan Formation

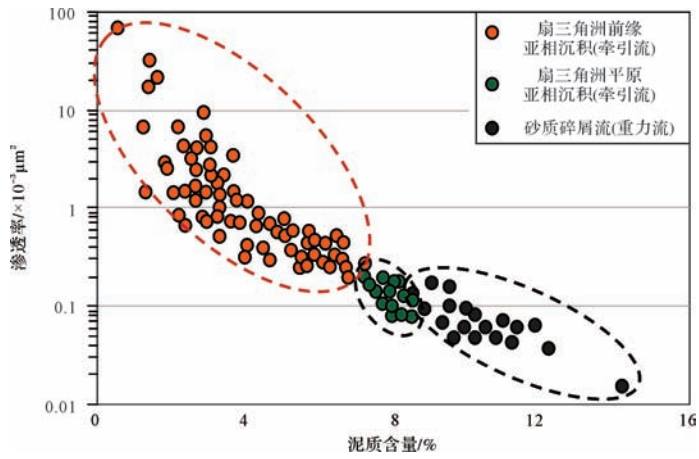
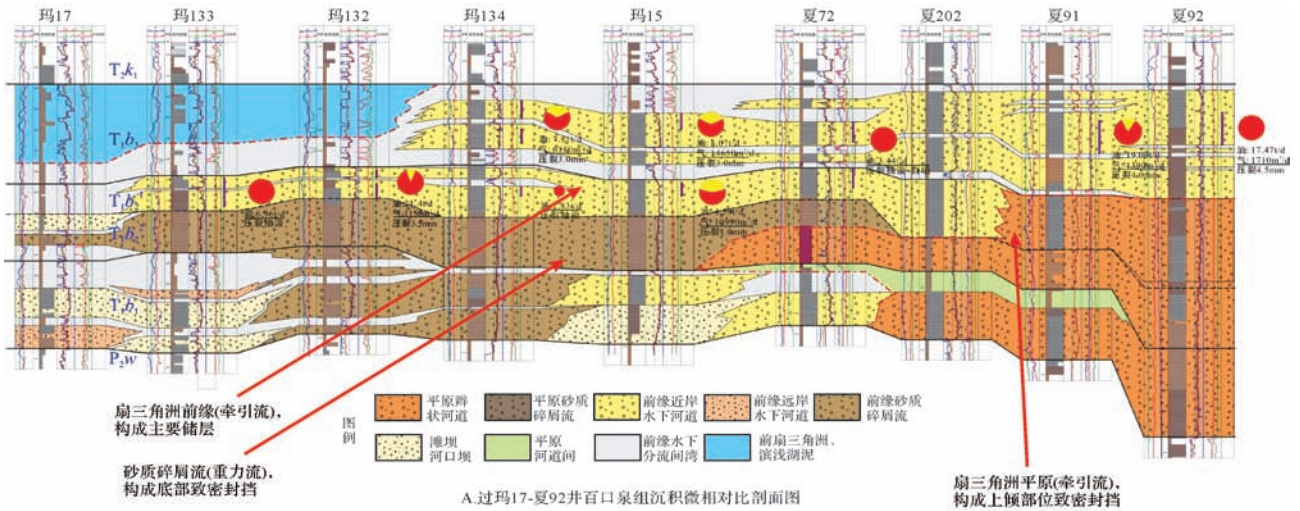
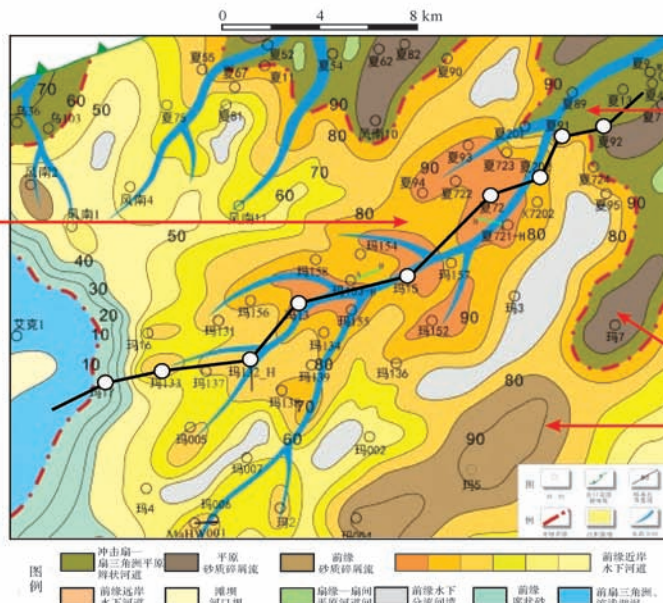


图9 百口泉组砂砾岩体不同成因类型泥质含量—渗透率关系对比图

Fig.9 Relation map of mud content-permeability in diverse factor type in sand-gravel reservoir of Baikouquan Formation



A.过玛17-夏92百口泉组沉积微相对比剖面图



B.马湖凹陷西斜坡区百口泉组T₆沉积相平面图

图10 玛湖凹陷西斜坡区百口泉组沉积相剖面—平面图

Fig.10 Profile-plane graphs of deposition facies in Baikouquan Formation west slope of Mahu depression

的油气形成圈闭^[15-16]遮挡。砂质碎屑流(重力流)沉积泥质含量 > 8.5%, 主体渗透率 < $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 对应于富泥砂砾岩岩相, 在两期油气充注期储集性能均较差(参见章节 3.2), 主要构成研究区大面积岩性油藏的底部及侧向的致密封挡带(图 10)。

综上所述:玛湖凹陷西斜坡区百口泉组生、储、盖、运等成藏条件优越。整体宽缓斜坡背景下, 有效的侧向及上倾方向圈闭封挡条件为制约油气成藏的关键。扇三角洲平原亚相(牵引流)沉积在岩性油藏的上倾部位形成致密封挡带, 砂质碎屑流(重力流)沉积在底部及侧向形成致密封挡带, 上述两致密封挡带与扇三角洲前缘亚相(牵引流)有效储层配置, 共同形成玛湖凹陷西斜坡区大型岩性油藏。对研究区扇控大面积岩性油藏成藏模式的构建及后续的进攻性勘探具有重要的启示和指导意义, 为新疆油田新的玛湖百里大油区的发现起到了重要的推动作用。

5 结论

(1) 限定扇三角洲前缘水下分流河道优势相带、孔隙型储层条件下, 玛湖凹陷西斜坡区百口泉组砂砾岩储层产能大小受控于储层的储集性能。泥质含量为影响本区砂砾岩储层储集性能的关键因素。

(2) 以泥质含量为主分类参数, 将砂砾岩储层划分为贫泥砂砾岩(泥质含量 < 5%)、含泥砂砾岩(泥质含量 5%~8%)、富泥砂砾岩(泥质含量 > 8%) 三种岩相类型。在早侏罗世百口泉组早期油气充注期, 上述三种岩相储层均可作为有效储层。至早白垩世百口泉组主要油气充注期, 富泥砂砾岩相储层储集性能明显变差, 形成研究区主要的致密封挡带。

(3) 在生、储、盖、运等成藏条件优越、整体宽缓斜坡背景下, 有效的侧向及上倾方向圈闭封挡为制约玛湖凹陷西斜坡区百口泉组油气成藏的关键。扇三角洲平原亚相(牵引流)沉积在岩性油藏的上倾部位形成致密封挡带, 砂质碎屑流(重力流)沉积在底部及侧向形成致密封挡带, 上述两致密封挡带与扇三角洲前缘亚相(牵引流)有效储层配置, 共同形成玛湖凹陷西斜坡区大型岩性油藏。

致谢 本文在盐水包裹体测温—埋藏史/热史演化分析中, 得到中石油勘探开发研究院西北分院潘建国总师研究团队、新疆油田研究院王小军总师研究团队的热心支持和帮助; 杭州地质研究院寿建峰总师在研究及成文过程中给予了悉心指导, 在此深表感谢。

参考文献 (References)

- 李丕龙, 冯建辉, 陆永潮, 等. 准噶尔盆地构造沉积与成藏[M]. 北京: 地质出版社, 2010: 114-117. [Li Pilog, Feng Jianhui, Lu Yongchao, et al. Structure, Sedimentation and Reservoir in Junggar Basin [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2010: 114-117.]
- 陈新发, 杨学文, 薛新克, 等. 准噶尔盆地西北缘复式油气成藏理论与精细勘探实践[M]. 石油工业出版社, 2012: 111-130. [Chen Xinfafa, Yang Xuewen, Xue Xinke, et al. The Duplex Reservoir Forming Theory and Fine Exploration Practice in North-west Region, Junggar Basin [M]. Petroleum Industry Press, 2012: 111-130.]
- 蒋春玲, 许多年, 王伟锋, 等. 准噶尔盆地乌夏地区构造岩相带与油气聚集[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(6): 722-724. [Jiang Chunling, Xu Duonian, Wang Weifeng, et al. Tectonic-lithofacies zone and hydrocarbon accumulation in Wuerhe-Xiazijie area of northwestern margin of Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(6): 722-724.]
- 雷振宇, 卜德智, 杜社宽, 等. 准噶尔盆地西北缘扇体形成特征及油气分布规律[J]. 石油学报, 2005, 26(1): 8-12. [Lei Zhenyu, Bian Dezhi, Du Shekuan. Characteristics of fan forming and oil-gas distribution in west-north margin of Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(1): 8-12.]
- 雷振宇, 鲁兵, 蔚远江, 等. 准噶尔盆地西北缘构造演化与扇体形成和分布[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(1): 86-91. [Lei Zhenyu, Lu Bing, Wei Yuanjiang, et al. Tectonic evolution and development and distribution of fans on northwestern edge of Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(1): 86-91.]
- 贾承造. 中国中西部前陆冲断带构造特征与天然气富集规律[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4): 9-15. [Jia Chengzao. Foreland thrust-fold belt features and gas accumulation in Midwest China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(4): 9-15.]
- 宋永东, 戴俊生, 吴孔友. 准噶尔盆地西北缘乌夏断裂带构造特征与油气成藏模式[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2009, 24(3): 17-20, 24. [Song Yongdong, Dai Junsheng, Wu Kongyou. Study on the structural features and hydrocarbon accumulation modes of Wuxia fault belt in the northwest margin of Junggar Basin[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2009, 24(3): 17-20, 24.]
- Nouidar M, Chellay E H. Facies and sequence stratigraphy of a Late Barremian wave-dominated deltaic deposit, Agadir Basin, Morocco. Sedimentary Geology, 2002, 150(3/4): 375-384.
- Feng Y, Coleman R G, Tilton G, et al. Tectonic evolution of the west Junggar region, Xinjiang, China[J]. Tectonics, 2009, 8(4): 729-752.
- 赵澄林, 朱筱敏. 沉积岩石学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 38-41. [Zhao Chenglin, Zhu Xiaomin. Sedimentary Petrology and Facies[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 38-41.]
- 陈奋雄, 李军, 师志龙, 等. 准噶尔盆地西北缘车—拐地区三叠系沉积相特征[J]. 大庆石油学院学报, 2012, 36(2): 22-28. [Chen Fenxiong, Li Jun, Shi Zhilong, et al. Sedimentary facies feature of Triassic in Chegouai region, northwestern of Junggar Basin[J]. Journal

- of Daqing Petroleum Institute, 2012, 36(2): 22-28.]
- 12 伊振林, 回琇, 张保国, 等. 克拉玛依油田六中区克下组沉积微相分析[J]. 大庆石油学院学报, 2011, 35(2): 22-27. [Yi Zhenlin, Hui Xiu, Zhang Baoguo, et al. Sedimentary facies analysis of T₂k₁ in Middle 6th District, Kelamay oilfield[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2011, 35(2): 22-27.]
- 13 刘海涛, 蒲秀刚, 张光亚, 等. 准噶尔盆地白家海地区侏罗系三角洲沉积体系[J]. 大庆石油学院学报, 2010, 34(6): 37-41, 52. [Liu Haitao, Pu Xiugang, Zhang Guangya, et al. Fan-delta sedimentary system of Jurassic in Baijiahai region, Junggar Basin[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2010, 34(6): 37-41, 52.]
- 14 刘顺生, 焦养泉, 郎凤江, 等. 准噶尔盆地西北缘露头区克拉玛依组沉积体系及演化序列分析[J]. 新疆石油地质, 1999, 20(6): 485-489. [Liu Shunsheng, Jiao Yangquan, Lang Fengjiang, et al. Sedimentary system and evolution sequence of Karamay Formation in outcrop area, northwestern margin of Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1999, 20(6): 485-489.]
- 15 纪有亮. 层序地层学[M]. 上海: 同济大学出版社, 2005: 59-68. [Ji Youliang. Sequence Stratigraphy[M]. Shanghai: Tongji University Press, 2005: 59-68.]
- 16 何登发, 贾承造. 冲断构造与油气聚集[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(2): 55-62. [He Dengfa, Jia Chengzao. Thrust tectonics and hydrocarbon accumulation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005: 32(2): 55-62.]

Reservoir Property Diversity of Different Lithofacies in Sandy Conglomerate during Oil-gas Injection Period and Reservoir-formation Significance: A Case from Baikouquan Formation in west slope of Mahu depression, Junggar Basin

MENG XiangChao¹ CHEN NengGui¹ SU Jing² XU Yang¹ WANG XiaoJun²
ZOU ZhiWen¹ LI YaZhe¹ GUO HuaJun¹

(1. Hangzhou Research Institute of Petroleum Geology, CNPC, Zhejiang, Hangzhou 310023, China;

2. Xinjiang Oilfield Company Exploration and Development Research Institute, CNPC, Karamay, Xinjiang 834000, China)

Abstract: The reservoir-forming situations of source rocks, reservoir rocks, cap rocks and migration condition in Baikouquan Formation lithologic reservoir, west slope of Mahu Depression, are favorable. The valuable trap sealing condition in lateral and upward direction is the key to reservoir-forming. On the basis of making clear the fact that the mud content is the key factor to the reservoir performance of the sand conglomerate reservoir in this area, this paper divided the sand conglomerate reservoir into three lithofacies: poor-mud conglomerate (mud content < 5%), mud-bearing conglomerate (mud content 5% ~ 8%) and mud-rich conglomerate (mud content > 8%). During the period of early oil-gas injection in early Jurassic, the three lithofacies above mentioned are all the valuable reservoirs. During the period of main oil-gas injection in early Cretaceous, the reservoir performance of the mud-rich conglomerate is obviously worse, and then the mud-rich conglomerate evolved into the sealing block finally, whereas the poor-mud conglomerate and the mud-bearing conglomerate are still acted as valuable reservoir, with the reservoir performance of the former is better than the latter. Fan delta front sub-facies (traction flow) deposition are mainly corresponding to the poor-mud conglomerate, and acted as valuable reservoir during the period of oil-gas injection, and then acted as the main reservoir in T₁b lithologic reservoir, west slope of Mahu Depression. The fan delta plain (traction flow) deposition and sandy debris flow (gravity flow) deposition are mainly corresponding to mud-rich conglomerate, mainly acted as the sealing blocks in the bottom and the lateral direction of the large lithologic reservoir with the poor reservoir performance. The two sealing blocks mentioned above, configured with the valuable reservoirs in fan delta front sub-facies (traction flow), jointly constitute the large lithologic reservoir in T₁b, west slope of Mahu Depression.

Key words: west slope of Mahu Depression; Baikouquan Formation; lithofacies; reservoir performance; sealing blocks