

文章编号:1000-0550(2016)01-0149-09

doi: 10.14027/j.cnki.cjxb.2016.01.014

基于岩石物理相的砂砾岩储层分类评价 ——以准噶尔盆地玛131井区块百二段为例

单祥¹ 陈能贵¹ 郭华军¹ 唐勇² 孟祥超¹ 邹志文¹ 徐洋¹

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

摘要 勘探实践表明,准噶尔盆地玛北斜坡主力油层段百二段砂砾岩储层非均质性强,孔隙结构差异大,需要综合影响储层的各种地质因素对其进行分类评价。利用岩芯、薄片、钻测井、物性、工业CT等资料,对准噶尔盆地玛北斜坡玛131井区块百二段砂砾岩储层沉积相、成岩相、裂缝相特征进行了研究,在此基础上分析了百二段储层岩石物理相,并基于岩石物理相对储层进行分类评价,预测有利储层发育区。通过沉积微相、成岩相的叠加聚类,对研究区百二段砂砾岩储层岩石物理相进行分类,划分出水下分流河道—不稳定组分溶蚀等岩石物理相;按照沉积相、成岩相对储层孔隙结构的建设与破坏作用归纳出3大类岩石物理相。依据三类岩石物理相将储层划分为3类,并结合压汞、薄片、CT、产能等资料进行表征与评价,其中一类和二类岩石物理相储集性能较好,三类岩石物理相为致密遮挡层。最后以亚段为单位,对百二段岩石物理相进行平面成图,预测有利储层分布区。

关键词 岩石物理相 成岩相 沉积相 储层分类评价 准噶尔盆地 三叠系百口泉组

第一作者简介 单祥男 1988年出生 硕士 油气储层地质 E-mail: shanx_hz@petrochina.com.cn

中图分类号 P618.13 **文献标识码** A

0 引言

岩石物理相的概念从提出到发展已经历了近30年的时间,早在20世纪90年代,徐建山将岩相称为岩石物理相,并且指出了从单纯的沉积环境分析向沉积相与岩石物理相结合分析是未来储层研究的趋势;国外学者Spain^[1], Amaefule等^[2]将岩相与孔隙结构相称为岩石物理相,熊琦华等^[3-4]、姚光庆等^[5]认为岩石物理相是具有一定岩石物理性质的储集层成因单元,是沉积作用、成岩作用及构造作用对储层的综合效应。经过二十多年的发展,“岩石物理相”这一储层研究方法理论体系应用到了油气勘探与开发的各个环节,在鄂尔多斯盆地延长组^[6]、四川盆地须家河组^[7]储层孔隙结构分类,储层渗透率解释等方面具有较好的应用效果。从影响储层孔隙结构的沉积、成岩、构造3大地质因素出发,通过岩石物理相研究,可以探讨储层孔隙的成因及演化,可以有效的对储层进行分类评价,为预测优质储层发育带提供地质依据。

1 地质背景

玛131井区块位于玛湖凹陷北斜坡区,乌夏断裂

带下盘,面积约143 km²。研究区地层平缓、构造简单,表现为一个向东南倾的平缓单斜。玛北地区百口泉组发育粗粒级的扇三角洲沉积体系,根据内部岩性旋回自下而上又可分为三段^[8],百口泉组一段(T₁b₁)、百口泉组二段(T₁b₂)、百口泉组三段(T₁b₃);主力油层段百二段自上而下又可细分为一砂组(T₁b₂¹)和二砂组(T₁b₂²)。从百一段到百三段,沉积特征表现为湖侵,三角洲退积发育的过程,百三段为湖盆发育的鼎盛期^[8-9]。研究目的层段百二段在玛北斜坡带主体为扇三角洲前缘沉积,前缘相带分布广(图1),水下分流河道发育,垂向上发育多套厚层的砂砾岩体,为大规模优质储层的形成创造了有利条件,也为玛湖凹陷百口泉组大规模岩性油气藏的形成奠定基础^[9],截至目前,玛131井区块提交控制石油地质储层9655万吨。研究区百二段砂砾岩储层物性差,T₁b₂¹孔隙度均值为8.58%,渗透率均值为1.28×10⁻³ μm²;T₁b₂²孔隙度均值为7.27%,渗透率均值为1.50×10⁻³ μm²,属于特低孔特低渗储层。前期研究认识到百二段砂砾岩厚度大,但有效储层厚度薄;储层孔隙类型多样(原生孔、溶蚀孔、微孔、界面孔),孔喉结构复杂,储层非均质性强^[10],寻找中高效储层是下一步

收稿日期:2015-03-26; 收修改稿日期:2015-05-15

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2014CB239002);中国石化股份有限公司科技专项(ZX2012E-34-01)[Foundation: National Basic Research Program of China(973 Program), No.2014CB239002; Science and Technology Programs of PetroChina Co Ltd, No.ZX2012E-34-01]

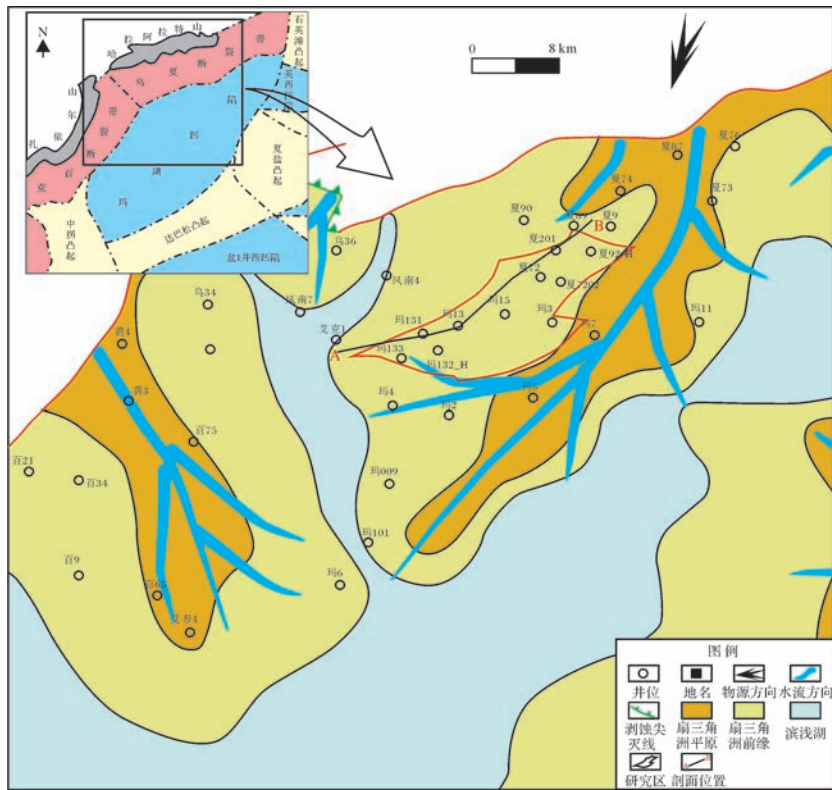


图1 研究区构造位置图

Fig.1 Location map of the study area

勘探开发过程中的核心工作。因此,加强对影响储层孔隙结构的地质因素研究,并在此基础上对储层进行分类评价,有助于预测优质储层发育区。

本文在前人研究基础之上,利用研究区钻测井及储层样品分析化验资料,对百二段的沉积相、成岩相、裂缝相进行研究,通过三者的叠加实现储层岩石物理相的划分。在此基础上对储层进行分类评价,并预测了有利储层发育区。

2 百二段岩石物理相分类

从地质相控角度,岩石物理相主要受沉积相、成岩相、裂缝相的控制^[11],其分类也应该采用三者叠加的方式,具体做法是,对研究区百二段沉积相特征、成岩相特征以及裂缝相特征分别进行研究,通过三者叠加实现对百二段储层岩石物理相的分类。

2.1 百二段沉积相特征

玛北地区百口泉组沉积物主要为粗碎屑的砂砾岩,发育扇三角洲沉积体系,玛131井区块主要处于扇三角洲前缘环境,发育水下分流河道、碎屑流水道以及河道间微相,河口坝不发育^[8,12]。

水下分流河道微相形成于水动力条件相对较强

的高能环境,砂砾岩经受淘洗,分选相对较好,粒间泥质杂基较少,原始孔隙保存较好,同时也利于后期有机酸渗入,形成次生溶孔,因而总体储集性能较优。其岩性主要为灰色的砂砾岩、含砾粗砂岩,自然伽马(GR)测井曲线表现为中厚层中幅平滑箱形、钟形叠加。

碎屑流水道是水上泥石流的水下延伸部分,是在洪水期,泥砂砾混杂物呈片流状快速进积到水体中形成的。其砂体未经淘洗,典型特征是泥质杂基含量高;岩性主要为灰褐色的砂砾岩、砾岩,储集性能差。自然伽马(GR)测井曲线表现为中厚层中高幅锯齿箱形,密度曲线呈现明显的高值。

河道间微相形成于水动力较弱的湖湾地区,岩性主要为灰色泥岩及粉砂质泥岩、泥质粉砂岩,储集性能差,为致密的非储层。其常以夹层形式出现在水下分流河道间,自然伽马(GR)测井曲线表现为高幅齿状。

2.2 百二段成岩相特征

成岩相是成岩环境及在该环境下形成的沉积物特征的总和,成岩相与储层性质有着十分密切的关系^[13]。划分成岩相时一般要考虑沉积物所经历的成

岩作用类型、成岩环境、成岩演化特征标志、成岩演化序列、以及所处的成岩阶段等^[14-15]。

通过大量的薄片、X衍射、扫描电镜资料分析,百二段经历的成岩作用主要有压实作用、胶结作用和溶蚀作用。研究区百二段埋藏深度较大,多在3 000 m以下,镜下观察到碎屑颗粒之间基本以线接触为主(图2a),表明压实作用对储层的破坏较强。胶结作用有方解石胶结、黏土矿物胶结(图2b)、硅质胶结,局部有少量的方沸石胶结物,部分薄片中还能见到环边绿泥石膜(图2c)。绿泥石膜多形成于成岩早期,能抑制硅质胶结的成核,并抵消一部分机械压实作用,因而对储层起到一定的保护作用^[16-17]。溶蚀作用在研究区储层中较为常见,溶蚀物质主要为长石颗粒以及岩屑中的长石组分,次生粒内溶孔较发育(图2d,e)。

根据岩石颗粒接触关系、自生矿物成分、形态、产状、生成顺序和组合特征以及有机质成熟度确定研究区百二段成岩阶段主要为中成岩A-B期。主要的划分依据有:碎屑岩普遍经受了较强的压实作用改造,碎屑颗粒多以线接触为主,物性普遍较差,其中砂砾岩储层原生孔隙已大量丧失,次生孔隙大量出现;黏土矿物中蒙脱石已经消失,以伊蒙混层为主(52.7%),其次为高岭石(17.3%),绿泥石(15.7%)和伊利石(14.3%)。典型的成岩演化序列为机械压实→绿泥石膜→早期碳酸盐岩胶结→石英次生加大→长石颗粒溶蚀→自生高岭石沉淀→晚期方解石胶结。

在对百二段储层成岩作用研究认识基础之上,根据成岩作用强度、成岩矿物对储集层孔隙结构的影响,将研究区百二段成岩相划分为以下4类:弱压实—弱溶蚀成岩相(图2f),其主要为分选相对较好的砂质砾岩、含砾粗砂岩,由于其粒间泥质杂基含量少,抗压实能力较强,加之局部发育绿泥石膜,抵消了部分压实作用,压实作用相对较弱;不稳定组分溶蚀成岩相(图2g),其主要表现为长石颗粒及岩屑中长石组分的大量溶蚀;压实致密成岩相(图2h),主要为

分选较差砂砾岩,其粒间泥质杂基含量高,泥质杂基的润滑作用导致压实作用对储层破坏性强,镜下通常观察不到显孔;方解石胶结成岩相(图2i),表现为显微镜下可见连片的方解石胶结物。

在薄片成岩相划分基础之上,通过薄片精细归位,归纳不同成岩相的测井响应特征,确定成岩相测井识别标准,通过测井资料实现单井成岩相的连续划分^[18]。根据研究区的实际情况,本次研究主要利用对成岩相比较敏感的密度、电阻率、补偿中子、声波时差曲线对单井成岩相进行划分。密度、声波时差、中子孔隙度能很好的反映储层物性差异,电阻率曲线能间接反映储层孔隙结构^[19]。通过以上常规测井资料,借助薄片标定,能指示不同成岩相的地质信息,划分储层成岩相类型。研究结果表明弱压实—弱溶蚀成岩相主要表现为低密度、中等中子、高声波的特征;不稳定组分溶蚀成岩相主要表现为低密度、中等声波、中等中子的特征;压实致密成岩相主要表现为低电阻、高中子、中—高密度的特征;方解石胶结成岩相主要表现为高密度、高电阻、低中子、低声波的特征(表1)。

2.3 百二段裂缝相特征

构造运动从宏观上控制着沉积环境和成岩过程,从而间接影响储层物性,从微观上则主要表现为构造应力使岩石破裂形成裂缝改善储层渗流性能。一般评价储层裂缝主要通过裂缝角度、裂缝密度、裂缝开度等参数,根据裂缝发育级别可以将裂缝分为水平缝、斜交缝(高角度裂缝、低角度裂缝)、网状缝^[20]。对研究区14口取芯井400余米岩芯进行了观察,均未发现岩芯中有裂缝发育段,通过对7口井的井壁成像(FMI)测井资料研究发现,只在局部井段发育近水平的裂缝,并且裂缝线密度低于1条/m(图3);其主要原因是研究区处于平缓的斜坡区,百二段沉积时期,无较大规模的构造运动。根据研究区的实际情况,本文在划分岩石物理相的时候不考虑裂缝相对储层的影响。

表1 玛131井区块百二段储集层成岩相测井响应特征

Table 1 Well logging response characteristics of the Bai 2 reservoir in Ma 131 block

成岩相	密度/(g/cm ³)	补偿中子孔隙度/%	声波时差/(μs/m)	电阻率/(Ω·m)	特征
弱压实—弱溶蚀相	2.39~2.51	74~78	68~78	35~70	低密度、中等中子、高声波
不稳定组分溶蚀相	2.45~2.55	62~68	65~71	35~92	低密度、中等声波、中等中子
压实致密成岩相	2.49~2.61	61~74	63~69	<30	低电阻、中—高密度、高中子
方解石胶结成岩相	>2.54	67~69	<68	>50	高密度、高电阻、低中子、低声波

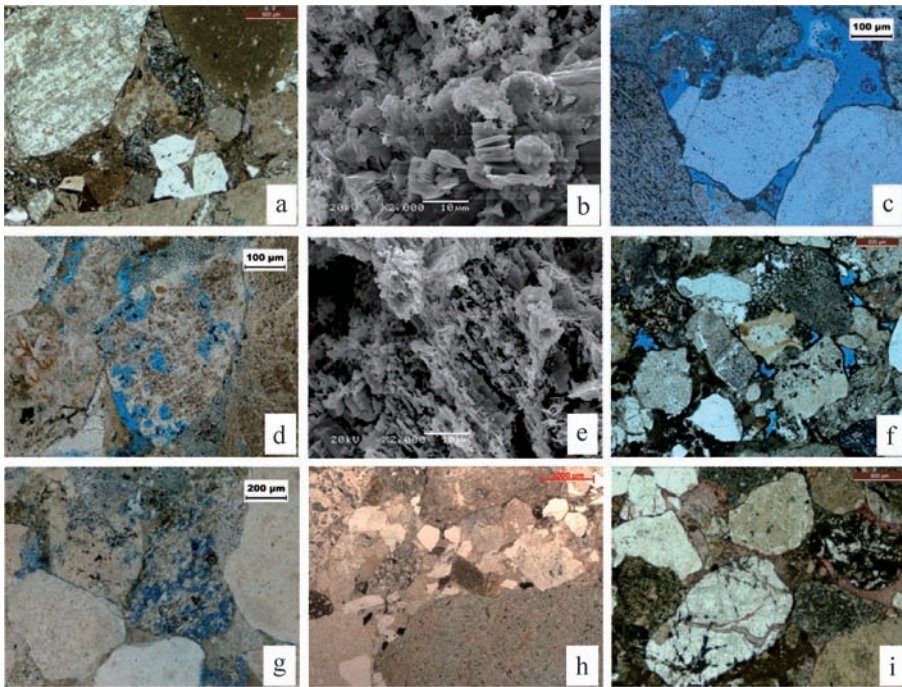


图2 玛131井区块百二段镜下成岩作用及成岩相特征

a.玛15井,3091.49 m, T_1b_2 , 颗粒紧密接触,铸体薄片,单偏光;b.玛132井,3273.9 m, T_1b_2 , 长石颗粒溶蚀,SEM;c.玛154井,3027.85 m, T_1b_2 , 粒表绿泥石膜;d.玛132井,3262.09 m, T_1b_2 , 长石颗粒溶蚀,铸体薄片,单偏光;e.玛16,3214.1 m, T_1b_2 , 砂岩粒间高岭石与绿泥石,SEM;f.玛13井,3107.64 m, T_1b_2 , 弱压实、弱溶蚀成岩相;g.玛132,3259.67 m, T_1b_2 , 不稳定溶蚀成岩相;h.玛131井,3184.75 m, T_1b_2 , 压实致密成岩相;i.玛15井,3066.28 m, T_1b_2 , 方解石胶结成岩相。

Fig.2 Microscopic diagenetic features of various diagenetic facies of Bai 2 reservoir in Ma 131 block

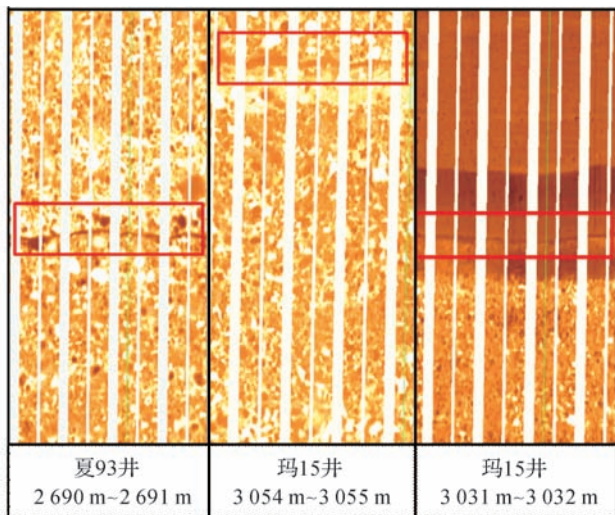


图3 玛131井区块部分井百二段 FMI 裂缝特征

(红色方框为裂缝位置)

Fig.3 FMI map of fracture of Bai 2 reservoir in Ma 131 block

2.4 百二段岩石物理相分类命名

根据以上研究,百二段储层沉积微相类型主要有水下分流河道、碎屑流水道、河道间3种;成岩相类型

有弱压实—弱溶蚀相、不稳定组分溶蚀相、压实致密相和方解石胶结相4种;基本不发育裂缝。根据沉积微相和成岩相的叠加,玛131井区块百二段岩石物理相可以划分为12种(3×4),但其中存在不合理的5种组合,如河道间—不稳定组分溶蚀相,这是因为河道间一般发育细粒的泥质沉积物,压实致密,酸性流体很难进入储层,加之缺少长石等可溶碎屑,因此不发育不稳定组分溶蚀成岩相,同时也不会出现弱压实—弱溶蚀成岩相。除去不合理的组合,百二段岩石物理相可划分为7种:水下分流河道—弱压实弱溶蚀相、水下分流河道—不稳定组分溶蚀相、水下分流河道—压实致密相、水下分流河道—方解石胶结相、河道间—压实致密相、碎屑流水道—压实致密相、碎屑流水道—方解石胶结相。

以玛13井为例,根据测井、录井、取芯等资料,对百二段沉积微相进行单井划分;在成岩相测井识别标准基础上,利用测井曲线组合,对单井成岩相进行划分,通过2者叠加实现岩石物理相的分类命名。划分结果表明,玛13井百二段发育水下分流河道—不稳

定组分溶蚀相,水下分流河道—弱压实弱溶蚀相,水下分流河道水道—方解石胶结相,水下分流河道压实致密相,碎屑流水道—压实致密相,河道间—压实致密相(见图 4)。

3 基于岩石物理相分类的储层分类评价

3.1 储层岩石物理相类型

根据沉积相、成岩相对储层孔隙的建设和破坏作用,对百二段储层岩石物理相进行聚类,可以归纳出 PF1—PF3 三类岩石物理相(图 4)。

3.1.1 PF1 类

该类岩石物理相发育于有利沉积相(水下分流河道)和最有成岩相(弱压实—弱溶蚀)叠加发育段,其沉积物形成于有利的沉积环境,后期受压实作用破坏较小,加之受溶蚀作用的改造,孔隙结构较好,多为中孔中喉,是最有利孔渗发育带。

3.1.2 PF2 类

该类岩石物理相发育于有利沉积相(水下分流河道)和较有利成岩相(不稳定组分溶蚀)叠加发育段,其孔隙结构多为小孔细喉,是较有利孔渗发育带。

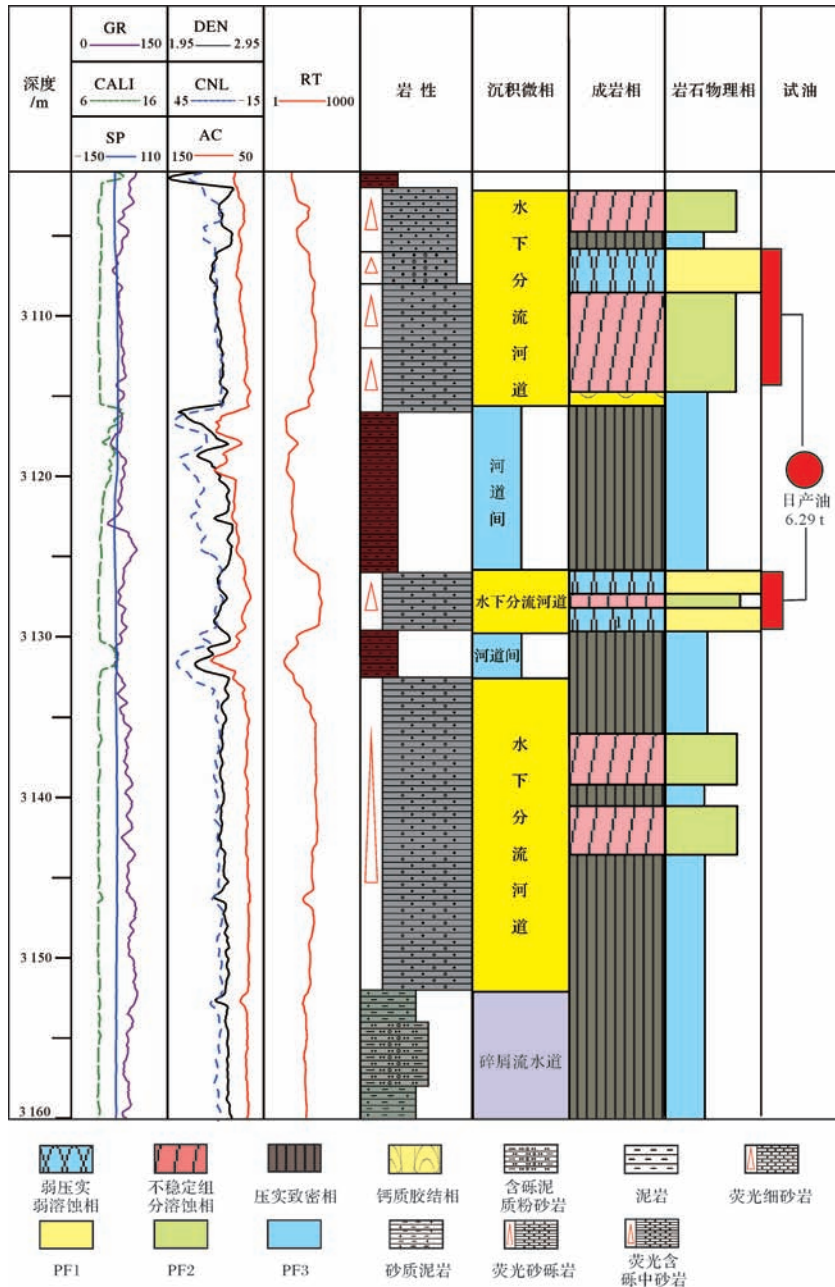


图 4 玛 13 井百二段储层岩石物理相划分

Fig.4 The division of petrophysical facies of Bai 2 reservoir in Well Ma 13

3.1.3 PF3 类

该类岩石物理相包括两种类型:①发育于有利沉积相(水下分流河道)但后期经历了泥质胶结作用和碳酸盐胶结作用的强烈改造;②发育于不利沉积微相(河道间、碎屑流水道)和破坏性成岩相(压实致密成岩相、方解石胶结成岩相)叠加段,孔隙结构多为微孔微喉,大多难以形成有效储层。

3.2 储层分类表征

由于不同岩石物理相对应的储层储集性能不同,因此可以通过 PF1-PF3 三类岩石物理相将储层划分

为三类,结合物性、工业 CT、压汞及试油数据,对储层进行分类表征。

一类储层对应于 PF1,储层孔隙类型为原生孔—溶孔型,泥质含量一般小于 4%;CT 扫描结果显示,储层孔隙发育好,连通性好,连通孔隙体积占总孔隙体积的 70%以上(图 5);物性资料显示储层孔隙度一般大于 10%,渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;压汞实验表明储层孔隙结构较优,平均喉道半径大于 $2 \mu\text{m}$,排驱压力小于 0.5 MPa;试油结果显示储层一般具有较高的产能,米产液量一般大于 $1.5 \text{ m}^3/\text{d}$ (表 2)。

表 2 玛 131 井区块百二段各类储层参数特征

Table 2 Reservoir parameter of varies types of Bai 2 reservoir in Ma 131 block

类型	孔隙度/%	渗透率/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	平均喉道半径/ μm	排驱压力/Mpa	米产液量/ (m^3/d)
一类储层(PF1)	>10	>1	>2	<0.5	>1.5
二类储层(PF2)	7~10	0.1~1	0.5~2	0.5~1	0.25~1.5
三类储层(PF3)	<7	<0.1	<0.5	>1	<0.25

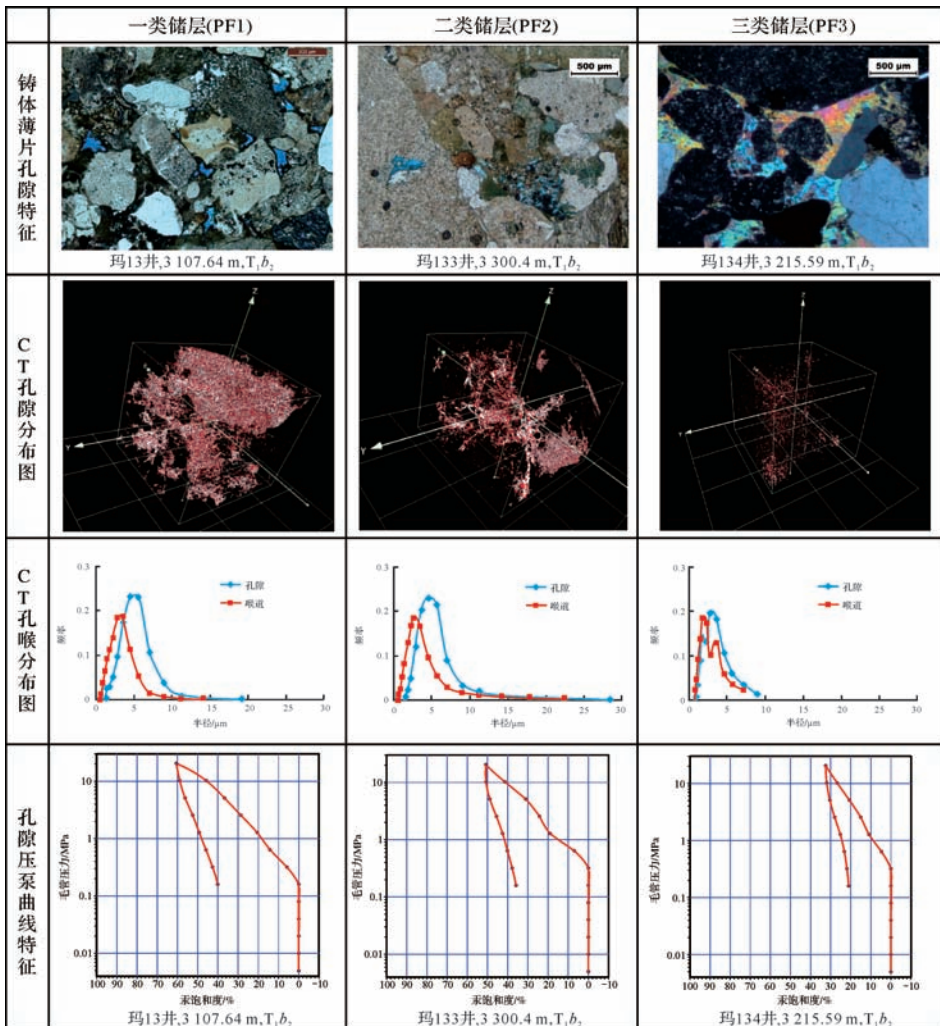


图 5 玛 131 井区块百二段三类储层孔隙类型及孔隙结构特征

Fig.5 Pore type and pore structure of Bai 2 reservoir of three different types in Ma 131 block

二类储层对应于 PF2, 储层孔隙类型以次生溶孔为主, 泥质含量一般小于 6%; CT 扫描结果显示, 储层孔隙发育较好, 连通性较好, 连通孔隙体积占总孔隙体积的 60% 以上; 物性资料显示储层孔隙度一般在 7%~10%, 渗透率在 $0.1 \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 压汞实验表明储层平均喉道半径在 $0.5 \sim 2 \mu\text{m}$, 排驱压力在 $0.5 \sim 1 \text{ MPa}$; 试油结果显示储层米产液量一般介于 $0.25 \sim 1.5 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

三类储层对应于 PF3, 储层孔隙类型主要为粒间微孔, 泥质含量一般大于 6%; CT 扫描结果显示, 储层主要发育微孔隙, 连通性较差, 连通孔隙体积占总孔隙体积的 30% 左右; 薄片下一般无显孔; 物性资料显示储层孔隙度一般小于 7%, 渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 压汞实验表明储层孔隙结构较差, 平均喉道半径小于 $0.5 \mu\text{m}$, 排驱压力大于 1 MPa; 试油结果显示储层产能较低或不具备产能, 米产液量通常小于 $0.25 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

4 油气勘探意义及有利储层发育带

从剖面特征来看(剖面位置见图 1 中 A—B), 一类和二类岩石物理相多对应于有效储层段, 三类岩石物理相形成上倾方向遮挡和底板遮挡, 整体表现为成岩圈闭特征(图 6)。

有利沉积相和有利成岩相的叠加部位为有利岩石物理相发育部位, 即为有利储层发育部位。在单井沉积微相和成岩相划分的基础上, 利用两者叠加得到单井岩石物理相, 根据优势相成图原则, 绘制百二段各砂组岩石物理相平面展布图(图 7)。由图 7 可以看出, 出油井与岩石有利岩石物理相关系密切, PF1 和 PF2 多对应于中高效的储层, 即储层渗流性质较优。需要指出单井产能还受烃源岩、成藏条件、疏导体系、储层性质等综合因素影响, 但通过岩石物理相研究能预测有利孔渗发育区。

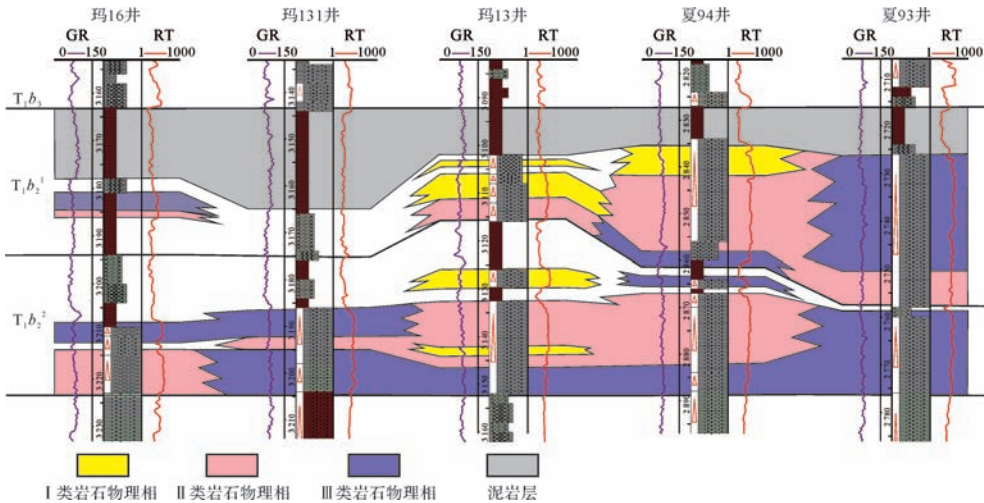


图 6 玛 131 井区块百二段岩石物理相剖面展布特征

Fig.6 The vertical distribution of various petrophysical facies of Bai 2 reservoir in Ma 131 block

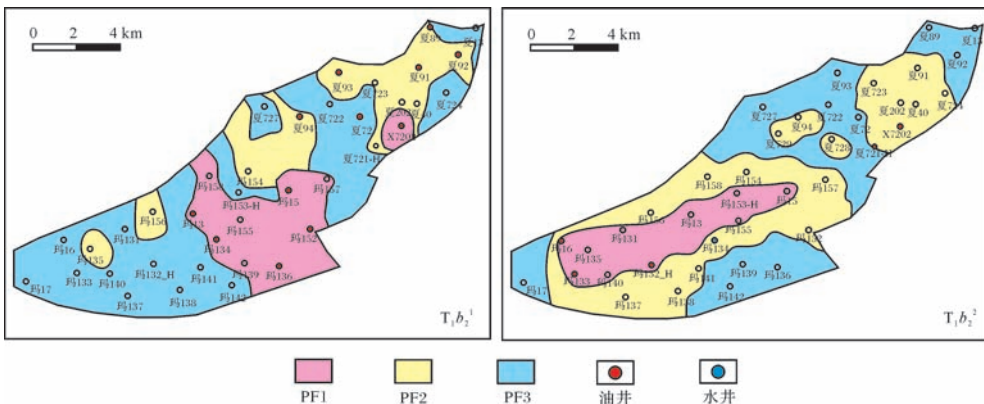


图 7 玛 131 井区块百二段各小层岩石物理相平面展布图

Fig.7 The horizontal distribution of various petrophysical facies of Bai 2 reservoir in Ma 131 block

5 结论

(1) 玛131井区块百二段沉积环境为扇三角洲前缘,发育水下分流河道、碎屑流水道、河道间沉积微相,其中水下分流河道微相储层分选相对较好、泥质杂基含量少,为最有利沉积微相。

(2) 根据成岩作用强度、成岩作用对储层孔隙的影响将百二段成岩相划分为四类:弱压实—弱溶蚀相、不稳定组分溶蚀相、压实致密相、方解石胶结相,其中弱压实—弱溶蚀相、不稳定组分溶蚀相为有利成岩相。

(3) 根据沉积相、成岩相对储层的建设与破坏作用,叠加聚类出PF1—PF3三类岩石物理相,依据岩石物理相将储层划分为3类,其中PF1、PF2分别对应一类和二类储层,储集性能较好,PF3对应三类储层,其渗流条件差,可以作为遮挡层。

参考文献(References)

- Spain D R. Petrophysical evaluation of a slope fan/basin-floor fan complex: Cherry Canyon Formation, Ward County, Texas[J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(6): 805-827.
- Amaefule J O, Altunbay M, Tiab D, et al. Enhanced reservoir description; using core and log data to identify hydraulic (flow) unit and predict permeability in uncored intervals/well[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, Texas; SPE, 1993: 205-220.
- 张一伟,熊琦华,王志章,等. 陆相油藏描述[M]. 北京:石油工业出版社,1997:263-271.[Zhang Yiwei, Xiong Qihua, Wang Zhizhang, et al. Nonmarine Reservoir Description[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 263-271.]
- 熊琦华,彭仕宓,黄述旺,等. 岩石物理相研究方法初探——以辽河冷东—雷家地区为例[J]. 石油学报,1994,15(增刊1):68-75.[Xiong Qihua, Peng Shimi, Huang Shuwang, et al. A preliminary study of the new concept of petrophysical facies and its initial application in Lengdong-Leijia region in Liaohe depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 1994, 15(Suppl.1): 68-75.]
- 姚光庆,蔡忠贤. 油气储层地质学原理与方法[M]. 北京:中国地质大学出版社,2005:136-137.[Yao Guangqing, Cai Zhongxian. Principle and Method of Oil and Gas Reservoir Geology[M]. Beijing: China University of Geosciences Press, 2005: 136-137.]
- 赖锦,王贵文,罗官幸,等. 基于岩石物理相约束的致密砂岩气储层渗透率解释建模[J]. 地球物理学进展,2014,29(3):1173-1182.[Lai Jin, Wang Guiwen, Luo Guanxing, et al. A fine logging interpretation model of permeability confined by petrophysical facies of tight gas sandstone reservoirs[J]. Progress in Geophysics, 2014, 29(3): 1173-1182.]
- 赖锦,王贵文,陈敏,等. 基于岩石物理相的储集层孔隙结构分类评价——以鄂尔多斯盆地姬塬地区长8油层组为例[J]. 石油勘探与开发,2013,40(5):566-573.[Lai Jin, Wang Guiwen, Chen Min, et al. Pore structures evaluation of low permeability clastic reservoirs based on petrophysical facies: A case study on Chang 8 reservoir in the Jiyuan region, Ordos Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(5): 566-573.]
- 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):628-634.[Tang Yong, Xu Yang, Qu Jianhua, et al. Fan-delta group characteristics and its distribution of the Triassic Baikouquan reservoirs in Mahu sag of Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(6): 628-634.]
- 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 of fan-controlled large-area lithologic oil reservoirs of Triassic Baikouquan Formation in slope zone of Mahu depression in Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(6): 14-23.]
- 张顺存,蒋欢,张磊,等. 准噶尔盆地玛北地区三叠系百口泉组优质储层成因分析[J]. 沉积学报,2014,32(6):1171-1180.[Zhang Shuncun, Jiang Huan, Zhang Lei, et al. Genetic analysis of the high quality reservoir of Triassic Baikouquan Formation in Mabei region, Junggar Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(6): 1171-1180.]
- 吴胜和. 储层表征与建模[M]. 北京:石油工业出版社,2010:217-221.[Wu Shenghe. Reservoir Characterization and Modeling [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010: 217-221.]
- 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,2014,35(6):619-627.[Yu Xinghe, Qu Jianhua, Tan Chengpeng, et al. Conglomerate lithofacies and origin models of fan deltas of Baikouquan Formation in Mahu sag, Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(6): 619-627.]
- 赖锦,王贵文,郑懿琼,等. 金秋区块须四段储层成岩相及测井识别[J]. 西南石油大学学报:自然科学版,2013,35(5):41-49.[Lai Jin, Wang Guiwen, Zheng Yiqiong, et al. Diagenetic facies of Xujiahe Formation Member 4 reservoir in Jinqiu area and the logging recognition [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2013, 35(5): 41-49.]
- 邹才能,陶士振,周慧,等. 成岩相的形成、分类与定量评价方法[J]. 石油勘探与开发,2008,35(5):526-540.[Zou Caineng, Tao Shizhen, Zhou Hui, et al. Genesis, classification and evaluation method of diagenetic facies [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(5): 526-540.]
- 杜业波,季汉成,吴因业,等. 前陆层序致密储层的单因素成岩相分析[J]. 石油学报,2006,27(2):48-52.[Du Yebo, Ji Hancheng, Wu Yinye, et al. Single factor diagenetic facies analysis of tight reservoir in western Sichuan Foreland Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(2): 48-52.]
- 刘金库,彭军,刘建军,等. 绿泥石环边胶结物对致密砂岩孔隙的保存机制——以川中—川南过渡带包界地区须家河组储层为例[J]. 石油与天然气地质,2009,30(1):53-57.[Liu Jinku, Peng Jun, Liu Jianjun, et al. Pore-preserving mechanism of chlorite rims in tight sandstone -An example from the T_{3x} Formation of Baojie area in

- the transitional zone from the central to southern Sichuan Basin[J]. *Oil and Gas Geology*, 2009, 30(1): 53-57.]
- 17 黄思静,谢连文,张萌,等. 中国三叠系陆相砂岩中自生绿泥石的形成机制及其与储层孔隙保存的关系[J]. 成都理工大学学报:自然科学版, 2004, 31(3): 273-281. [Huang Sijing, Xie Lianwen, Zhang Meng, et al. Formation mechanism of authigenic chlorite and relation to preservation of porosity in nonmarine Triassic reservoir sandstones, Ordos Basin and Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science and Technology Edition*, 2004, 31(3): 273-281.]
- 18 石玉江,肖亮,毛志强,等. 低渗透砂岩储层成岩相测井识别方法及其地质意义——以鄂尔多斯盆地姬塬地区长8油层组储层为例[J]. 石油学报, 2011, 32(5): 820-827. [Shi Yujiang, Xiao Liang, Mao Zhiqiang, et al. An identification method for diagenetic facies with well logs and its geological significance in low-permeability sandstones: A case study on Chang 8 reservoirs in the Jiyuan region, Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(5): 820-827.]
- 19 王贵文,郭荣坤. 测井地质学[M]. 北京:石油工业出版社, 2000: 1-9. [Wang Guiwen, Guo Rongkun. *Well Logging Geology*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000: 1-9.]
- 20 张惠良,张荣虎,杨海军,等. 超深层裂缝—孔隙型致密砂岩储集层表征与评价——以库车前陆盆地克拉苏构造带白垩系巴什奇克组为例[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(2): 158-167. [Zhang Huiliang, Zhang Ronghu, Yang Haijun, et al. Characterization and evaluation of ultra-deep fracture-pore tight sandstone reservoirs: A case study of Cretaceous Bashijiqi Formation in Kelasu tectonic zone in Kuqa Foreland Basin, Tarim, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(2): 158-167.]

Reservoir Evaluation of Sand-conglomerate Reservoir Based on Petrophysical Facies: A case study on Bai 2 reservoir in the Ma131 region, Junggar Basin

SHAN Xiang¹ CHEN NengGui¹ GUO HuaJun¹ TANG Yong²
MENG XiangChao¹ ZOU ZhiWen¹ XU Yang¹

(1. PetroChina Hangzhou Institute of Geology, Hangzhou 310023, China;

2. Institute of Exploration and Development of Xinjiang Oil Company, Karamay, Xinjiang 834000, China)

Abstract: The petroleum exploration of Junggar Basin shows that there exist serious heterogeneity in Bai 2 reservoir of Mabei region, and it is necessary to identify the types of reservoir in consideration of a mass of geological factors that influence reservoir quality. Using core observation, thin section, logging and drilling data, physical property data, CT data, etc., the sedimentary facies, diagenetic facies and fracture facies of the Upper Triassic Baikouquan Formation Member 2 (Bai 2) reservoir in the Ma 131 region were studied. On this basis, the petrophysical facies of Bai 2 layers were examined to evaluate the pore structure by classification and predict zones with high porosity and permeability. The petrophysical facies were divided according to the superposition and combination of sedimentary facies, diagenetic facies. A number of petrophysical facies of Bai 2 layers such as underwater distributary channel, dissolution of unstable components, were identified in this way. Three main categories of petrophysical facies were summed up according to the constructive and destructive impact of sedimentary facies, diagenetic facies on the reservoir property and pore structure of Bai 2 layers. According to three petrophysical facies, the reservoir of Bai 2 can be divided into three categories. Based on mercury injection data, casting thin section, CT data and oil capacity data, reservoir of each categories was characterized and evaluated. At last, the horizontal distribution of different petrophysical facies were mapped, and it can be used to predict the beneficial zones.

Key words: petrophysical facies; diagenetic facies; sedimentary facies; reservoir evaluation; Junggar Basin; Triassic Baikouquan Formation