

准噶尔盆地腹部呼图壁河组优质储层特征和主控因素

杨有星, 金振奎

中国石油大学(北京)地球科学学院; 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

摘要 通过岩石薄片观察、扫描电镜分析、油藏压力系数、孔隙类型及大小、喉道特征等综合分析知, 研究区白垩系呼图壁河组岩性油气藏储集层属于 I 类储层, 具有高孔隙度、中高渗透率、低排驱压力、大喉道为主、孔隙连通性较好的物性特征, 为优质储层。并根据埋藏深度和颗粒接触类型对研究区压实作用进行定量分析, 可知研究区为中弱压实强度。并最终研究得知, 虽然研究区储层塑性岩屑含量较高, 但仍为优质储层的主要原因是, 研究区广泛发育辫状高能河道沉积微相, 该沉积微相泥质含量比低能河道的低, 故孔隙度和渗透率较高; 研究区的岩屑砂岩粒径大小主要为中粒和细粒, 较大的砂岩粒径值增强了砂岩的抗压性; 中生代以来, 研究区地温梯度为 0.02—0.022℃/m, 低地温梯度减缓了成岩作用的进行; 烃类的早期充注增强了储层抗压实能力, 使原始粒间孔隙得以保存; 后期该区构造稳定, 未发生大的断裂活动破坏油气藏, 使原生孔隙也没有遭到破坏。

关键词 准噶尔盆地; 滴西 12 井区; 呼图壁河组; 优质储层; 主控因素

中图分类号 TE122.2

文献标识码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2011.11.002

Characteristics and Control Factors of High Quality Reservoirs in Hutubihe Formation in Hinterland of Junggar Basin

YANG Youxing, JIN Zhenkui

State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting; College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

Abstract On the basis of the thin section observation, scanning electron microscopy analysis, and comprehensive analysis involving reservoir pressure coefficient, porosity type and size, throat features, and other characteristics of the data, it is found that the study area, Hutubihe Formation's lithologic reservoir is a Class I reservoir, and the reservoir possesses main characteristics, such as high porosity, high permeability, low displacement pressure, and a large throat. Compaction of the sandstone reservoir in the study area is from moderate-weak intensive. It is obtained from final study that although the content of the low degree maturity and the relatively poor ability plastic cuttings are higher, but the high-quality reservoirs are still able to form in the study area, the reason for that is mainly due to extensive development of high-energy micro-braided channel deposit, the mud content of high-energy micro-braided channel is lower, therefore the porosity and permeability is higher; the size of sand in the study area is mainly the lithic sandstone and fine particles, the larger particle size enhances the compressive strength of sandstone; the diagenesis is slow down because of the low geothermal gradient in the study area; the early hydrocarbon charging enhances the real capacity of the reservoir under the pressure, so that the original porosity can be preserved well; in the later stage, the structure in the study area is stable, big fault activities that do damage to oil and gas reservoir never happen, and the primary pores are not destroyed.

Keywords Junggar Basin; Dixi 12 well block; Hutubihe Formation; high quality reservoirs; control factors

收稿日期: 2010-10-30; 修回日期: 2011-03-01

作者简介: 杨有星, 博士研究生, 研究方向为沉积学、储层地质学, 电子信箱: 362563897@qq.com; 金振奎(通信作者), 教授, 研究方向为沉积学和储层地质学, 电子信箱: jinzhenkui@188.com

0 引言

随着构造油气藏储层开发研究的不断深入,岩性地层油气藏的储层特点和储层质量的控制因素越来越受到重视。通常,陆相碎屑岩储层质量主要受控于沉积相类型和成岩作用^[1-3],前人主要分析了不同沉积相区的储层质量差异,而在同一地区同种沉积相类型条件下,岩性油气藏储层质量的控制因素类型和主要控制因素有待进一步查明,这对精确预测不同地区优质储层分布具有重要意义。本文以准噶尔盆地腹部地区滴西12井区为例,对岩性油气藏储层质量控制因素进行探讨,并分析了该储层虽然抗压实能力相对较差的塑性岩屑含量较高,成分成熟度低,但是仍然能形成优质储层的主要原因。

1 研究区地质概况

准噶尔盆地滴西12井区白垩系呼图壁河组岩性油藏发现于2006年5月,位于准噶尔盆地陆梁隆起东段滴南凸起上,毗邻东道海子凹陷和石南凹陷,距石西油田东南方向48km、彩南油田西北方向46km,面积约100km²(图1),行政隶属新疆维吾尔自治区福海县管辖。

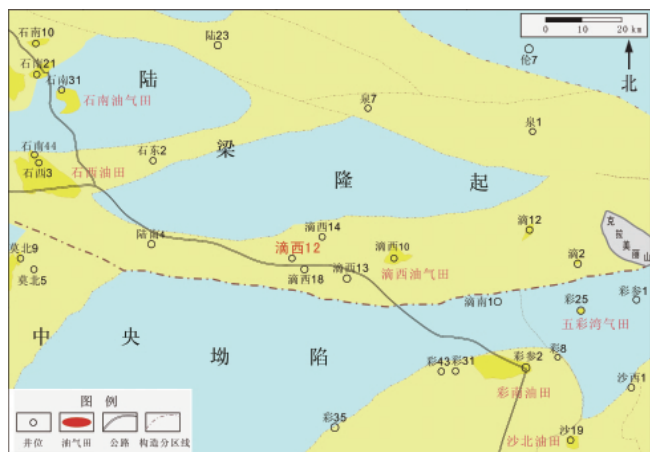


图1 滴西12井区构造位置示意图

Fig.1 Structural map of the Dixi12 well block in Junggar Basin

研究区自下而上发育的地层有石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、第三系和第四系^[4-5]。白垩系呼图壁河组(K_{1h})整体为一个向上变粗的沉积序列。沉积厚度约809—822m,平均814m,自下而上分为呼一段(K_{1h1})和呼二段(K_{1h2})两段,沉积厚度分别约450和364m,整个呼图壁河组的沉积特征为棕红色泥岩与灰色中-细砂岩频繁互层的反韵律沉积。棕红色泥岩一般厚2—16m,灰色中砂岩或细砂岩一般厚2—8m,单个砂层厚度薄,延伸范围小,测井曲线呈现变化幅度较小的锯齿形特征。其中K_{1h1}分为8个砂层组,油气主要分布在K_{1h1}¹—K_{1h1}⁸、K_{1h1}⁶、K_{1h1}⁷中;K_{1h2}分为6个砂层组,油气主要分布在K_{1h2}¹、K_{1h2}²、K_{1h2}³和K_{1h2}⁶中。

滴西12井区块白垩系呼图壁河组油藏属于岩性油藏,油层跨度约700m,油藏压力系数0.850—0.895。储层岩性主

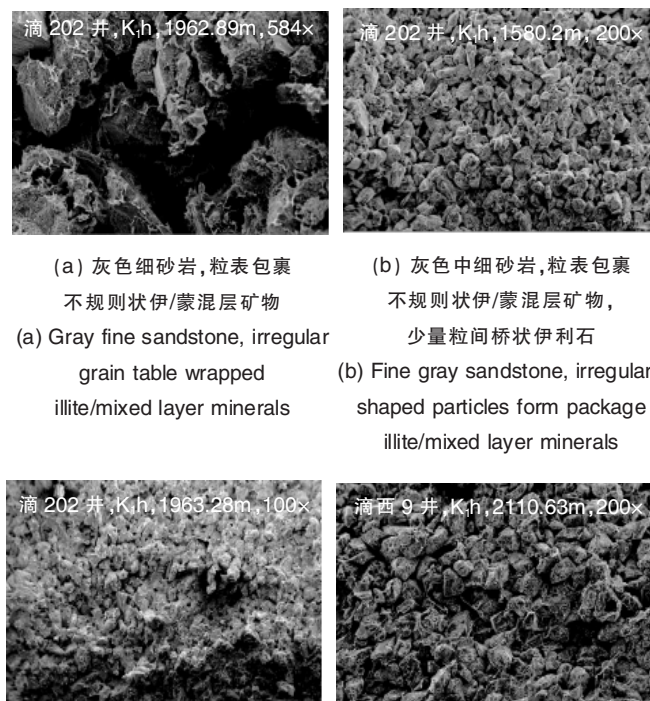
要为灰色、浅灰色和褐灰色细砂岩、中-细砂岩。储集类型为孔隙型,孔隙类型主要为原生粒间孔隙,孔隙发育且连通性好,总体评价为中-好储层。

2 储层特征

2.1 岩石学特征

白垩系呼图壁河组K_{1h}储层岩性为细砂岩、中砂岩。砂岩类型主要为中粒岩屑砂岩,其中石英含量23%—50%,平均32%;长石含量18%—30%,平均27%;凝灰岩含量18%—47%,平均30%;其次为霏细岩、千枚岩、硅质岩、泥岩岩屑等。粒度以中粒和细粒为主,部分储层岩性为粉砂或中砂级。泥质含量平均2.9%,胶结物含量不均匀,平均2.0%,以方解石为主,方沸石为辅;胶结类型以孔隙型为主,压嵌-孔隙型为辅。碎屑颗粒主要为次棱角状,部分为次棱-次圆状,分选好-中等。接触方式以点接触为主,其次为线-点接触。

据X衍射和扫描电镜分析,白垩系呼图壁河组黏土矿物以在颗粒表面不规则状包裹的伊/蒙混层矿物为主(51%),叶



(a) 灰色细砂岩,粒表包裹不规则状伊/蒙混层矿物
(a) Gray fine sandstone, irregular grain table wrapped illite/mixed layer minerals
(b) 灰色中细砂岩,粒表包裹不规则状伊/蒙混层矿物,少量粒间桥状伊利石
(b) Fine gray sandstone, irregular-shaped particles form package illite/mixed layer minerals
(c) 灰色细砂岩,粒表包裹不规则状伊/蒙混层矿物
(c) Gray fine sandstone, irregular grain table wrapped illite/mixed layer minerals
(d) 灰色细砂岩,粒表包裹不规则状伊/蒙混层矿物,部分伊/蒙混层矿物包裹整个碎屑颗粒,少量粒间桥状伊利石
(d) Gray fine sandstone, the wrap irregular particle form illite/mixed layer minerals, part of the illite/mixed layer mineral inclusions in the grains, a small amount of intergranular bridging the queen stone

图2 滴西12井区呼图壁河组扫描电镜照片
Fig.2 Scanning electron microscope photos of the Dixi12 well block

片状、不规则状绿泥石次之(12.1%),其次为桥状、片状和不规则状伊利石(12.2%)和高岭石(12.1%)(图 2),但总体上黏土矿物含量较少。

2.2 储集空间特征

2.2.1 储集空间类型

据铸体薄片和扫描电镜资料,白垩系呼图壁组储集空间以原生粒间孔隙为主(90%—100%),长石粒内溶孔含量较少,次生孔隙不发育(图 3)。

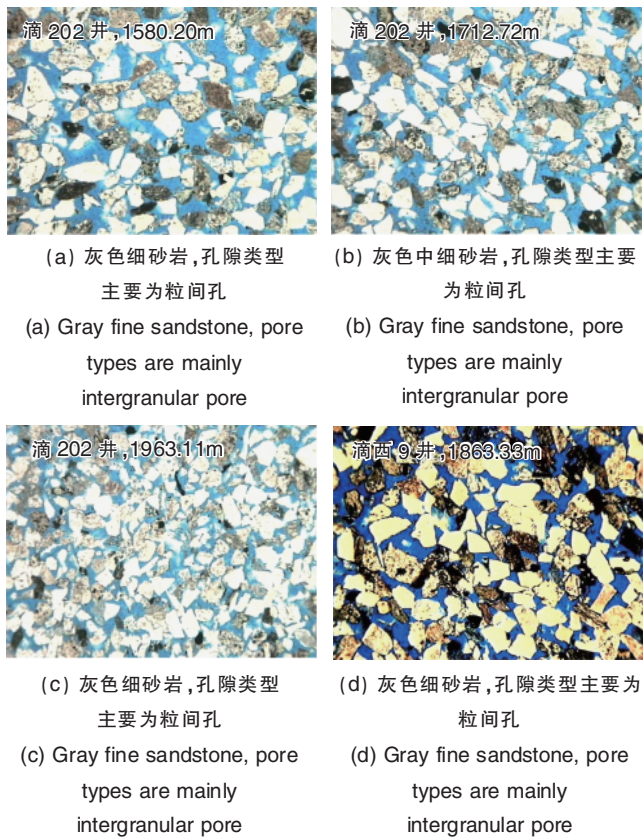


图 3 滴西 12 井区铸体薄片

Fig. 3 Thin section photos of the Dixi12 well block

2.2.2 孔隙结构特征

研究区呼图壁河组毛管压力曲线主要表现为粗歪度,粗喉峰一般在 -2.9ϕ (ϕ 为孔隙度)处,且峰值大,细喉峰不存在。孔隙连通性较好—好,孔喉配位数 0.02—1.55,平均 0.69;孔隙直径 19.90—114.70 μm ,平均 64.65 μm ;孔喉半径 0.25—77.99 μm ,平均 14.49 μm ;排驱压力平均为 0.16MPa;主要以中—粗喉道为主。

2.3 成岩特征

成岩作用贯穿油气藏储层形成的整个过程,成为影响储层物性的主要因素之一。原始沉积储层在埋藏成岩作用影响下,其孔隙演化主要向两个方向进行:一是孔隙减小,主要由于压实和胶结作用,使储层变得更为致密,其储集物性也逐渐降低;二是孔隙增大,产生了次生的溶蚀孔隙,主要由于溶

解、溶蚀作用,是改善深层储层物性的最重要因素。研究区储层成岩作用类型主要包括压实作用、胶结作用和溶蚀作用,其中压实作用是最主要的,胶结作用和溶蚀作用不明显。

2.3.1 压实作用

沉积物被埋藏之后,随着上覆沉积物的不断增厚,压力逐渐增大,使沉积物中的水分排出,孔隙度降低,沉积物体积收缩,使岩石向致密化方向发展。压实作用对孔隙的影响主要发生在早成岩阶段。碎屑沉积物在 300m 深处时,75%以上的水已被排出,所排出的水是孔隙流体的主要来源之一。不同层位,不同区块的压实强度直接影响原生孔隙的保存程度^[6]。

通过观察统计分析该区其中 6 口井不同深度的铸体薄片得出,本区的岩屑砂岩主要为颗粒支撑,颗粒之间的接触关系主要以点接触和点—线接触为主,少数为线接触。滴 202 井不同深度的接触关系所占比例(表 1)表明,随着埋藏深度增加,压实作用增强,原生孔隙减少,颗粒间的接触关系由点接触占优逐渐变为线—点接触为主要类型。依据压实作用强度定量分级(表 2)^[7],综合本区主要接触类型所占的比例和埋藏深度(1500—2300m),将本区压实强度定为中弱压实强度。

表 1 滴 202 井不同深度接触关系对比

Table 1 Collation map of contact relationship in different depth

层位	深度/m	点接触/%	线—点接触/%
K ₁ h ₂	1579.65—1581.54	82	16
K ₁ h ₂	1712.08—1712.72	43	42
K ₁ h ₁	1962.89—1967.56	22	71

表 2 压实作用强度定量分级表

Table 2 Quantitative classification table of compaction strength

压实级别	埋藏深度/m	颗粒接触类型比例/%		
		点接触	线接触	凹凸接触
弱压实	<1000	>75	<25	0
中弱压实	1000—2300	50—75	25—50	0
中等压实	2300—3000	25—50	50—75	~0
中强压实	3000—5000	~0	>75	<25
强压实	>5000	0	25—50	50—75
超强岩石	—	0	<25	>75

2.3.2 胶结作用

胶结作用是孔隙水中的溶解组分在砂岩孔隙中沉淀晶出将碎屑沉积物胶结成岩。胶结物的形成过程是缩小原生粒间孔隙的过程,对原生粒间孔隙起破坏作用,一旦原生粒间孔隙被胶结物完全充填,则形成胶结成因的致密层。胶结作用强度、胶结物组分性质是造成储层非均质性的一个主要因素。本区胶结作用较弱,胶结物含量不均匀,平均 2.0%,以方解石为主,方沸石次之,且随深度变化不大。

2.3.3 溶蚀作用

本区呼图壁河组岩屑砂岩储层溶蚀作用很弱,主要是易溶矿物,如部分岩屑、长石等,由于近地表淋滤作用发生极少部分溶蚀,镜下特征表现为颗粒边缘被部分溶蚀,扩大了粒间孔。由于溶蚀作用弱,因此没有明显改善储层的储集物性。

2.4 物性特征

据本区呼图壁河组岩心物性资料分析,呼图壁河组储层

孔隙度 12.7%—31.8%,平均 23.60%,渗透率(0.111—2600)×10⁻³μm²,平均 52.81×10⁻³μm²;其中呼一段油层孔隙度 18.5%—30.2%,平均 24.22%,渗透率(1.12—1100)×10⁻³μm²,平均 81.01×10⁻³μm²;呼二段油层孔隙度 20.11%—34.4%,平均 28.41%,渗透率(1.76—3178)×10⁻³μm²,平均 252.45×10⁻³μm²(图 4)。呼一段储层属于中孔中渗储层,呼二段储层属于高孔中渗,总体上具备优质储层特征。

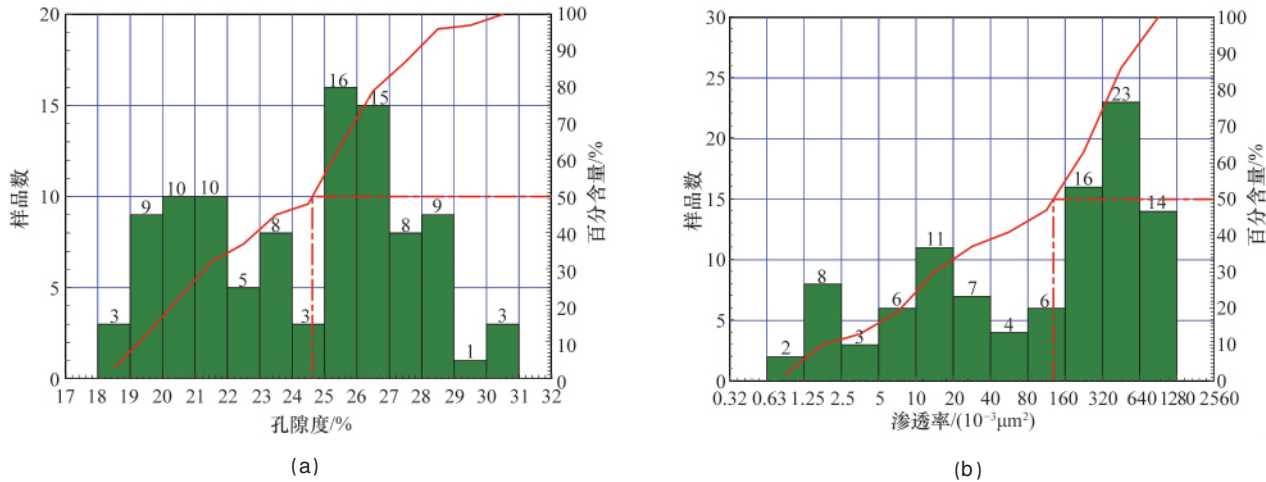


图 4 滴西 12 井区呼一段孔隙度 (a) 和渗透率 (b) 直方图
Fig. 4 Porosity (a) and permeability (b) histogram of the Dixi12 well block

3 优质储层主控因素分析

研究区优质储层控制因素主要有沉积相、粒径、地温梯度、烃类早期充注 4 方面,其中沉积微相类型和相带分布范围、粒径起主要作用,地温梯度和烃类早期充注也对储层储集性能具有一定控制作用。

3.1 沉积相的控制作用

3.1.1 沉积微相类型

研究区呼图壁河组主要发育干旱型辫状河沉积相。辫状河主要发育在地形坡度较大(通常在 3°以上)的冲积扇前地带,由于水浅流急,河道频繁改道,不断分叉合并,因此平面

上呈辫状。辫状河主要发育河道和泛滥平原亚相两种亚相。根据气候特征,还可将辫状河划分为干旱气候辫状河和潮湿气候辫状河。两者的不同在于,干旱气候下的辫状河,由于降雨少,蒸发强烈,泛滥平原普遍暴露,河漫滩十分发育,缺乏沼泽及河漫湖泊,而且其低能河道通常只在洪水期发育,属间歇型河流;潮湿气候下的辫状河,由于降雨多,泛滥平原上的湿地、河漫湖泊发育,且河道中常年有流水。研究区在呼图壁河组沉积时期,只发育干旱气候下的辫状河沉积相,其中包括河道和泛滥平原两种亚相,高能河道、低能河道、溢岸和河漫滩 4 种微相,不同微相具有不同砂泥比值和构造类型(表 3)。

表 3 研究区沉积微相类型和特征
Table 3 Microfacies of the Hutubihe formation of the Dixi12 well block

沉积相	岩性	构造	化石	测井曲线特征
高能河道 (较少见)	砾岩、砂岩,泥质含量低	大型交错层理,平行层理	缺乏植物化石, 偶见植物根茎	箱形,刺刀形,高阻,低伽马
低能河道 (常见)	砾岩、砂岩,泥质含量高	小型交错层理	缺乏植物化石	箱形,刺刀形,高阻,低伽马
溢岸	粉砂岩、细砂岩,单层厚度多为几厘米到 1—2m	小型交错层理,上攀层理	缺乏植物化石	刺刀形,幅度低,中阻,中伽马
河漫滩	棕红色、紫红色泥岩、泥质粉砂岩	块状	缺乏植物化石	低阻,高伽马

3.1.2 不同沉积微相和相带分布的控制作用

沉积微相对储层发育的控制作用,表现在对储层分布空间特征的控制,沉积微相类型直接控制了砂体的分布。不同的沉积微相类型具有不同的水动力特征,所形成的砂体在岩相组成、厚度、内部非均质性以及砂岩成分组成、泥质含量、颗粒的粒度、分选等多方面各不相同,造成不同沉积相所形成的砂体间具有不同的原始孔隙度和渗透率。

在辫状河沉积相中,河道是经常流水的部分,其水动力条件最强,这些相带砂体结构成熟度相对溢岸和泛滥平原高得多,原始物性好。通过对滴 208 井孔隙度、渗透率统计分析得知,高能河道由于水动力条件最强,分选较好,泥质含量低,因此其原始孔隙度和渗透率较高。低能河道由于是间歇型河道,泥质含量高,故孔隙度和渗透率较高能河道低。溢岸

表 4 不同沉积微相孔隙比较

Table 4 Depositional model of Braid River under the arid climate

沉积微相类型	层位	深度/m	平均孔隙度/%	平均渗透率/($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	样品数
高能河道	$K_1h_1^q$	2024.93—2027.25	28.33	694	9
低能河道	$K_1h_1^q$	2015.23—2017.89	21.74	31.28	18
溢岸	$K_1h_1^q$	2021.2—2024.61	17.14	4.5	7
河漫滩	$K_1h_1^q$	2010.44—2014.6	13.28	0.85	7

沉积中泥质粉砂岩和粉砂质泥岩互层,结构成熟度差,河漫滩主要为泥岩沉积,物性相对较差(表 4)。因此,发育广泛的辫状高能河道是控制储层质量的主要因素之一。

3.2 粒径对储层质量的控制作用

砂岩粒径也是控制本区储层质量好坏的主要因素之一,是储层评价和预测中必须考虑的重要内容。总体上,砂岩粒径与孔隙度和渗透率呈正相关。砂岩粒径越大,越有利于原生孔隙的保存。粗粒级砂岩的接触表面积较小,颗粒之间的支撑力较大,尤其当颗粒形成自生加大边时,使其抗压性进一步增强。反之,粒径较小的砂岩中颗粒支撑形成的孔隙小,也容易被后来的矿物次生加大边生长填满,而且粒径小造成接触面积大,压溶作用明显,导致孔隙度和渗透率明显降低。

通过统计绘制研究区 $K_1h_1^q$ 层滴 202, 滴 203 和滴 209 各井不同粒度砂岩孔隙度分布直方图,并进行分析可以看出,中砂岩中有效孔隙度的峰值主要分布在 30%—35% 之间,而细砂岩峰值主要分布在 25%—30%,粉砂岩有效孔隙度峰值分布在 20%—25%,呈依次减小趋势(图 5)。而且从不同粒度砂岩渗透率对比图上可以看出,本区中砂岩的平均渗透率远远大于细砂岩和粉砂岩(图 6)。研究区的岩屑砂岩粒径主要为中粒和细粒,因此,研究区砂岩的中-细粒径增强了砂岩的抗压性,使原始粒间孔隙得以保存,是储层质量好的主要原因之一。

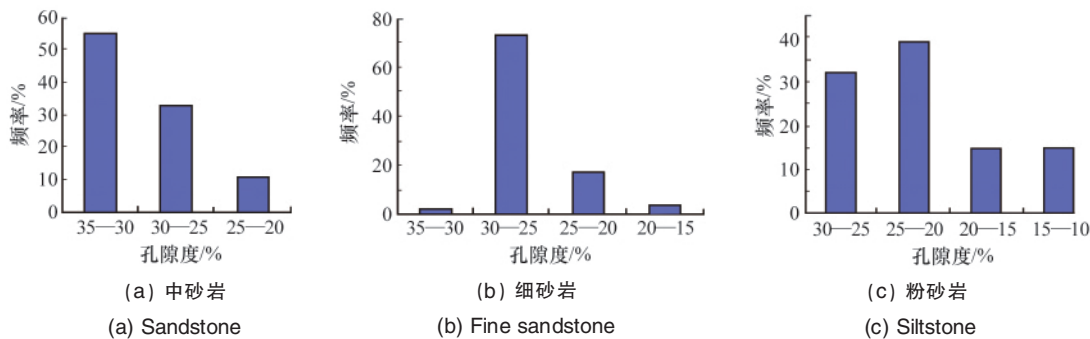


图 5 $K_1h_1^q$ 小层砂岩孔隙度分布直方图

Fig. 5 Histogram of sandstone porosity of $K_1h_1^q$ layer and different particle size

其次,颗粒的形状、圆度、粗糙度、分选性等对压实作用都有不同程度的影响,本区岩屑颗粒多数为次棱角状,部分为次圆状,分选性中等-差,造成原始沉积物堆积疏松,孔隙度较大,也对保存储层储集性能具有一定影响。

3.3 地温梯度的影响

地温是控制成岩作用反应速率最主要的因素之一。从高地温场的热盆地到低地温场的冷盆地,成岩作用的反应速率差别很大,冷盆地的反应速率大大减慢。准噶尔盆地石炭-二叠系烃源岩的镜质组反射率很高,多数大于 1.3%,而自侏罗系以来,即使埋深超过 5000m,镜质组反射率也只有 0.5%—0.6%,反映了准噶尔盆地在古生代和中新生代具有截然不同

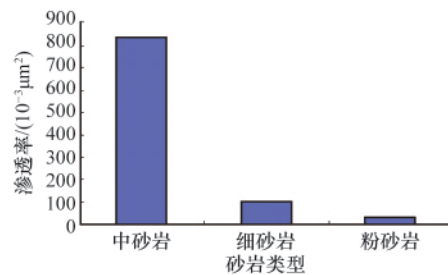


图 6 不同粒径砂岩渗透率直方图

Fig. 6 Histogram of different size sandstone permeability

的地温场。在石炭纪和二叠纪,盆地火山活动频繁,火山岩分

布广泛,盆地具有很高的低温梯度(0.05—0.07℃/m),为一个热盆地;中生代以来,低温梯度很低,腹部地区为0.02—0.022℃/m,为一个冷盆地^[8-9]。研究区在白垩系呼图壁河组发生沉积以后,成岩作用演化缓慢,压实、压溶、胶结等破坏性成岩作用较弱,使原生孔隙保存较好。因此,较低的地温梯度也是储层质量较高的主要因素之一。

3.4 烃类早期充注的影响

当烃类物质进入储集层后,会使储层的性能发生很大变化。油气的注入破坏了原来的水-岩相态平衡,同时也改变了孔隙水化学组成,致使孔隙水中无机离子浓度降低,使矿物和离子之间的能量传递变得困难,进而抑制了自生矿物的形成和矿物的交代作用。但是,如果后期因构造抬升或油藏被破坏造成油气散失,则原来的孔隙将会被破坏^[10]。

滴西12井区白垩系储层烃源主要来自东道海子凹陷二叠系和滴水泉凹陷烃源岩^[11-12]。通过多年的勘探已证实,准噶尔盆地包括腹部地区侏罗系和白垩系之间都存在区域性不整合,且侏罗系顶界的不整合面对腹部地区油气运移聚集成藏起至关重要的作用^[13]。石炭系和中下二叠统生成的油气通过不整合向边缘斜坡区和隆起区侧向运移,且侏罗系油藏经过侏罗系顶不整合断裂改造后,再通过边界主断层和调节断层源源不断地垂向运移至滴西12井区岩性圈闭中成藏。因此,研究区烃类的早期充注抑制了自生矿物的形成,使原生孔隙很好地保存,且后期该区构造稳定,未发生大的断裂活动破坏油气藏,原生孔隙也没有遭到破坏。

4 结论

(1) 综合数据分析得知,本区白垩系呼图壁河组岩性油气藏储集层属于I类储层,为具有高孔隙、中高渗透性,低排驱压力,以大喉道为主,孔隙连通性较好的好储集层。

(2) 用各种综合界限值定量压实作用的强度,根据埋藏深度和颗粒接触类型定量分析,本区为中弱压实强度。

(3) 在辫状河沉积相中,总体上,河道相带砂体结构成熟度相对溢岸和泛滥平原好,原始物性好。在河道亚相中,高能河道的原始孔隙度和渗透率比低能河道高。研究区广泛发育的辫状高能水道是控制储层质量的主要因素之一。

(4) 该地区虽然成分成熟度低,抗压实能力相对较差的塑性岩屑含量较高,但仍然能形成优质储层的主要原因是广泛发育的辫状高能水道沉积微相、较粗的砂岩粒径、很低的地温梯度和烃类的早期充注等条件综合影响,增强了储层抗压实能力,使原始孔隙得以很好保存。

参考文献 (References)

- [1] 李会军, 吴泰然, 吴波, 等. 中国优质碎屑岩深层储层控制因素综述[J]. 地质科技情报, 2004, 23(4): 77-81.
Li Huijun, Wu Tairan, Wu Bo, et al. Geological Science and Technology Information, 2004, 23(4): 77-81.
- [2] 赵澄林, 陈丽华, 涂强, 等. 中国天然气储层 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1999.

- Zhao Chenlin, Chen Lihua, Tu Qiang, et al. Types of China's gas reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999.
- [3] 罗明高. 定量储层地质学[M]. 北京: 地质出版社, 1998.
Luo Minggao. Quantitative reservoir geology [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1998.
- [4] 张跃迁, 张年富, 姚新玉. 准噶尔盆地腹部油气勘探回顾与展望[J]. 新疆石油地质, 2000, 21(2): 105-109.
Zhang Yueqian, Zhang Nianfu, Yao Xinyu. Xinjiang Petroleum Geology, 2000, 21(2): 105-109.
- [5] 陈业全, 王伟峰. 准噶尔盆地构造演化与油气成藏特征 [J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2004, 28(3): 4-8.
Chen Yequan, Wang Weifeng. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2004, 28(3): 4-8
- [6] 于兴河. 碎屑岩系油气储层沉积学 [M]. 2版. 北京: 石油工业出版社, 2008.
Yu Xinghe. Oil and gas reservoir sedimentary of clastic rocks[M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [7] 金振奎, 刘春慧. 黄骅坳陷北大港构造带储集层成岩作用定量研究[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(5): 581-586.
Jin Zhenkui, Liu Chunhui. Petroleum Exploration & Development, 2008, 35(5): 581-586.
- [8] 潘长春, 周中毅, 范善发, 等. 准噶尔盆地热历史 [J]. 地球化学, 1997, 26 (6): 1-6.
Pan Changchun, Zhou Zhongyi, Fan Shanfa, et al. Geochimica, 1997, 26 (6): 1-6.
- [9] 王社教, 胡圣标, 汪集, 等. 准噶尔盆地热流及地温场特征 [J]. 地球物理学报, 2000, 43(6): 772-778.
Wang Shejiao, Hu Shengbiao, Wang Ji, et al. Chinese Journal of Geophysics, 2000, 43(6): 772-778.
- [10] 查明, 张卫海, 曲江秀. 准噶尔盆地异常高压特征、成因及勘探意义 [J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(2): 31-35.
Zha Ming, Zhang Weihai, Qu Jiangxiu. Petroleum Exploration & Development, 2000, 27(2): 31-35.
- [11] 张义杰, 曹剑, 胡文璋. 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, 37(3): 257-261.
Zhang Yijie, Cao Jian, Hu Wenxuan. Petroleum Exploration & Development, 2010, 37(3): 257-261.
- [12] 唐勇, 黄文华, 郭晓燕. 准噶尔盆地白垩系储集层特征 [J]. 新疆石油地质, 2003, 35(5): 404-405.
Tang Yong, Huang Wenhua, Guo Xiaoyan. Xinjiang Petroleum Geology, 2003, 35(5): 404-405.
- [13] 姜振学, 庞雄奇, 黄志龙. 叠合盆地油气运聚期次研究方法及应用[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(4): 222-225.
Jiang Zhenxue, Pang Xiongqi, Huang Zhilong. Petroleum Exploration & Development, 2000, 27(4): 222-225.

(责任编辑 刘志远)

《科技导报》“综述文章”栏目征稿

“综述文章”栏目发表对当前自然科学有关学科领域的研究热点、前沿分支发展现状及动向的评述性文章。要求在所属学科领域从事比较深入研究的一线科研人员在研读相当数量文献资料的基础上,全面、深入、系统地论述该领域的问题,并对所综述的内容进行归纳、分析、评价,以反映作者的观点和见解。在线投稿:www.kjdb.org。