

文章编号: 1000-0550(2010)04-0752-10

车镇凹陷古近系深层碎屑岩有效储层物性下限及控制因素^①

王艳忠 操应长

(中国石油大学(华东)地球资源与信息学院 山东青岛 266555)

摘要 综合运用物性、试油、压汞等资料,分别利用分布函数曲线法、测试法、试油法、束缚水饱和度法以及最小有效孔隙半径法,求取了车镇凹陷古近系深层有效储层物性下限,在此基础上,以孔隙度差值和渗透率差值作为对比参数,探讨了沉积作用、地层压力和成岩作用对深层有效储层发育的控制作用。车镇凹陷古近系深层碎屑岩有效储层孔隙度下限与深度的对数呈线性函数关系,渗透率下限与深度呈指数函数关系。三角洲前缘水下分流河道、河口坝微相砂体有效储层最发育、孔隙度差值和渗透率差值较好,而湖底扇、近岸水下扇、扇三角洲以及冲积扇砂砾岩体有效储层发育较少、孔隙度差值和渗透率差值较差;中强超压储层的有效储层百分含量、孔隙度差值和渗透率差值均好于常压—弱超压储层;中成岩 A₁ 期储层的有效储层百分含量、孔隙度差值和渗透率差值均好于中成岩 A₂、中成岩 B 期储层。总体上,沉积相带是深层有效储层发育的最主要控制因素,异常高压对有效储层发育的控制作用强于成岩作用,成岩作用对有效储层的影响受沉积相带和异常高压的控制,原始储集性能好且受异常高压保护的储层易于受溶解作用的改造形成优质有效储层。

关键词 有效储层 物性下限 控制因素 深层 车镇凹陷

第一作者简介 王艳忠 男 1980 年出生 讲师 博士 油气储层 E-mail: wangyanzhong1980@yahoo.com.cn

中图分类号 TE122.2 **文献标识码** A

车镇凹陷是渤海湾盆地济阳拗陷北部的一个次级凹陷,北部与埕宁隆起以断层相接,南部向义和庄凸起超覆,西部与庆云凸起相接,东部与沾化凹陷相连,为一个北断南超、近东西走向的“S”型陆相箕状断陷盆地,面积约 2 390 km²;古近系沉积时期,被套儿河—车 3 鼻状构造带、大王庄—大 35 鼻状构造带分隔为车西、大王北、郭局子 3 个洼陷,各洼陷通过鼻状构造之间的鞍部相互连通,并具有相似的演化特征^[1]。车镇凹陷古近系自下向上发育孔店组、沙河街组和东营组,其中沙河街组自下向上分为沙河街组四段、三段、二段和一段(分别简称为沙四段、沙三段、沙二段、沙一段),为一套以泥岩、砂岩和砾岩为主的湖相碎屑岩沉积,发育沙四段、沙三段、沙一段三套烃源岩,是研究区主要的生油层和储集层^[1~3],其中埋藏深度大于 3 500 m 的深层主要为沙三段和沙四段。随着中浅层油气勘探程度的不断提高,车镇凹陷古近系深层已成为胜利油田“增储上产”的重要勘探领域。近年来,车镇凹陷古近系深层油气勘探也取

得了重大突破,如车 66 块沙三下亚段控制含油面积 18.59 km²、储量 1 108.4 × 10⁴ t,车 73 块沙三下亚段预测含有面积 20.70 km²、储量 3 519.77 × 10⁴ t。钻探资料证实,有效储层是决定深层油气能否成藏的主控因素,深部储层非油即干,基本不含水。但是,由于受沉积作用、地层压力、成岩作用等多种因素的影响,深层有效储层分布规律极其复杂,目前尚对深层碎屑岩有效储层的控制因素及分布规律等问题认识不清,导致深层油气勘探虽然取得了突破,但勘探成功率却较低。本文在深层碎屑岩有效储层物性下限研究的基础上,结合沉积特征、地层压力特征、成岩作用特征等研究,探讨车镇凹陷古近系深层有效储层发育的控制因素。

1 有效储层物性下限

1.1 有效储层物性下限计算

有效储层是指能够储集和渗流流体(烃类或地层水)在现有工艺技术条件下能够采出具有工业价

^①国家自然科学基金项目(批准号:40972080)资助、教育部新世纪优秀人才支持计划(编号:NCET-06-0604)、国家油气重大专项(编号:2008ZX05051-02-01)、中国石油大学(华东)优秀博士论文培育项目联合资助。
收稿日期:2009-07-21;收修稿日期:2009-09-09

值产液量(烃类或烃类与水的混合) 的储集层。有效储层不同于有效油层, 有效储层中采出的流体既可以是烃类、也可以是水, 因此有效储层包含有效油层。有效储层物性下限是指储集层能够成为有效储层应具有的最底物性, 通常用孔隙度、渗透率的某个确定值来度量^[4, 5]。有效储层物性下限确定是有效储层评价研究中的一个难点问题, 是直接关系到勘探、开发决策的重要问题^[6], 只有在合理而客观的确定有效储层物性下限值的基础上, 才能正确地评价和预测有效储层。前人在求取有效储层物性下限方面已做了相当多的工作, 总结了测试法、试油法、经验统计法、含油产状法、最小有效孔喉半径法、分布函数曲线法、束缚水饱和度法等较成熟的方法^[4~13]。针对研究区资料情况, 综合运用物性、试油、压汞等资料, 分别利用分布函数曲线法、测试法、试油法、束缚水饱和度法、最小有效孔喉半径法等方法, 求取车镇凹陷古

近系深层碎屑岩有效储层物性下限与埋藏深度的定量关系式, 这样可以消除单一方法中因原始数据误差、基础数据数量、计算方法等引起的误差。

1.1.1 分布函数曲线法

分布函数法曲线法是从统计学的角度出发, 在同一坐标系内分别绘制有效储层(包括油层、含水层、油水同层、水层) 与非有效储层(干层) 的物性频率分布曲线, 两条曲线的交点所对应的数值为有效储层的物性下限值^[10]。利用分布函数曲线法分别求取车镇凹陷古近系 3 400 ~ 3 600 m、3 600 ~ 3 800 m、3 800 ~ 4 000 m、4 000 ~ 4 200 m、4 200 ~ 4 400 m 深度范围内碎屑岩有效储层物性下限, 其孔隙度下限值依次为 7.3%、7.1%、6.2%、5.7%、5.5% (图 1), 渗透率下限值依次为 $0.692 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $0.631 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $0.575 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $0.519 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $0.468 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 2)。

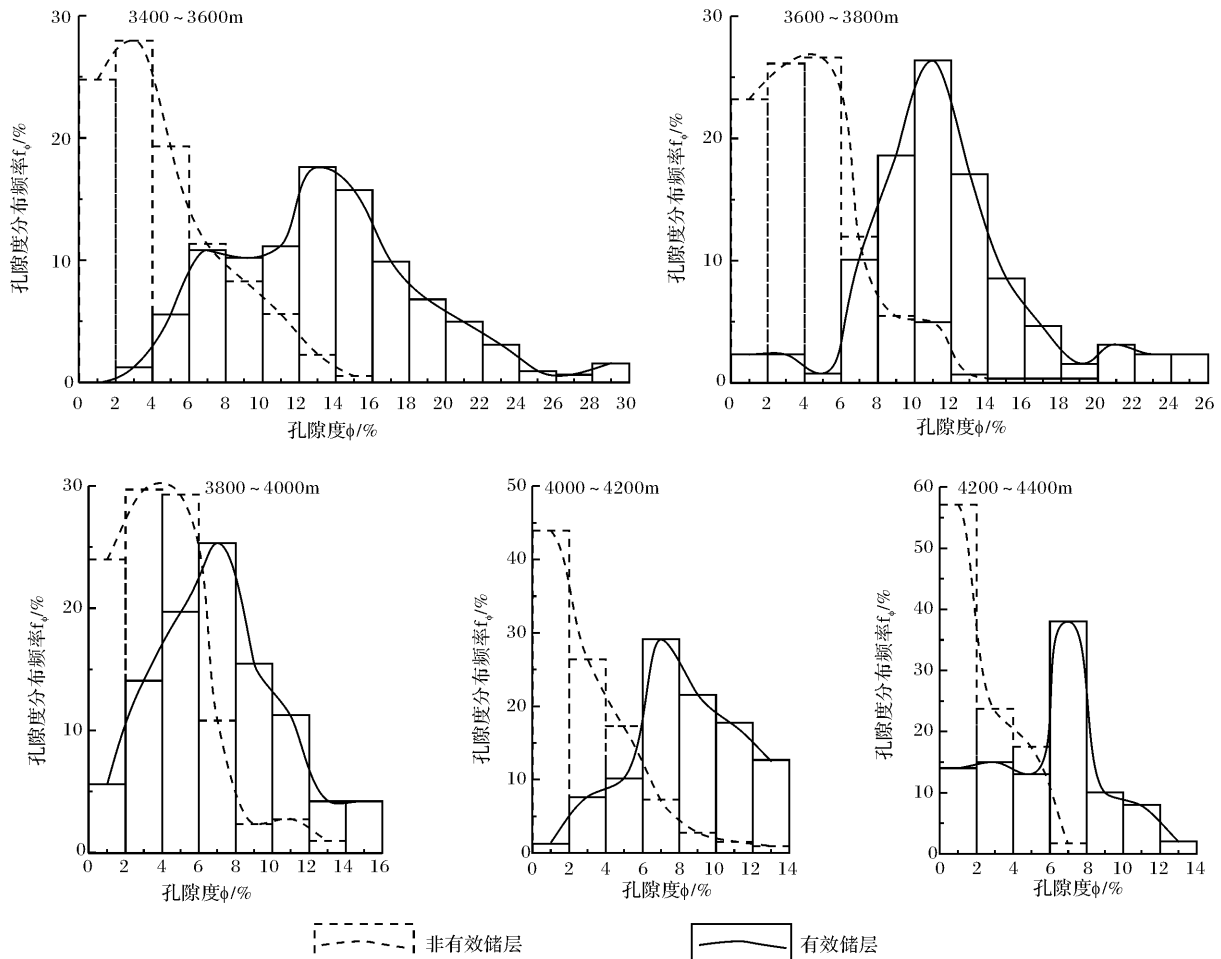


图 1 有效储层与非有效储层孔隙度分布曲线图

Fig. 1 Porosity distribution of effective and non-effective reservoir

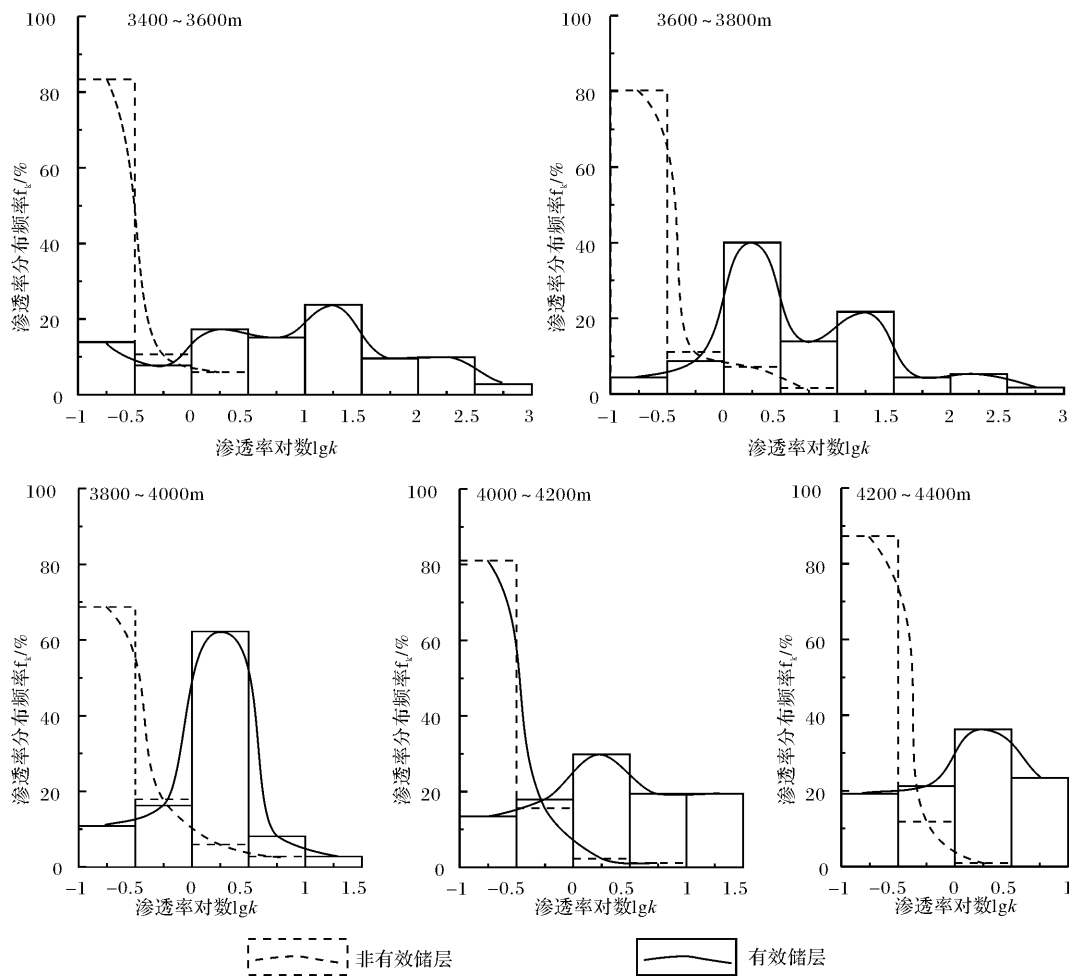


图2 有效储层与非有效储层渗透率分布曲线图

Fig.2 Permeability distribution of effective and non-effective reservoir

1.1.2 测试法

若原油性质变化不大,采用每米采油指数与渗透率(或孔隙度)的关系曲线来确定储层物性下限,平均关系曲线与渗透率(或孔隙度)坐标轴的交点值为渗透率(或孔隙度)下限值;若原油性质变化较大,利用每米采油指数与流度的曲线关系来确定流度下限,

平均关系曲线与流度坐标轴的交点值为原油流动与不流动的界限,该交点值乘以原油地下黏度为渗透率下限^[2,11,12]。车镇凹陷古近系深层原油性质变化不大,通过建立4000~4400m每米采油指数与孔隙度、渗透率的关系,确定渗透率下限为 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度下限为5.6% (图3)。

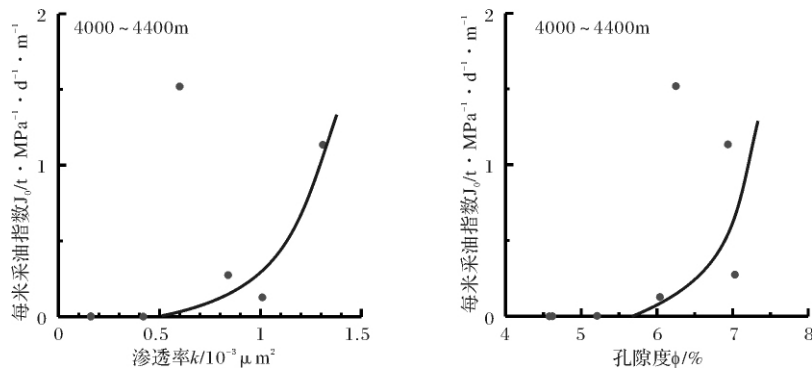


图3 每米采油指数与渗透率、孔隙度关系图

Fig.3 Relation of specific productivity index with porosity and permeability

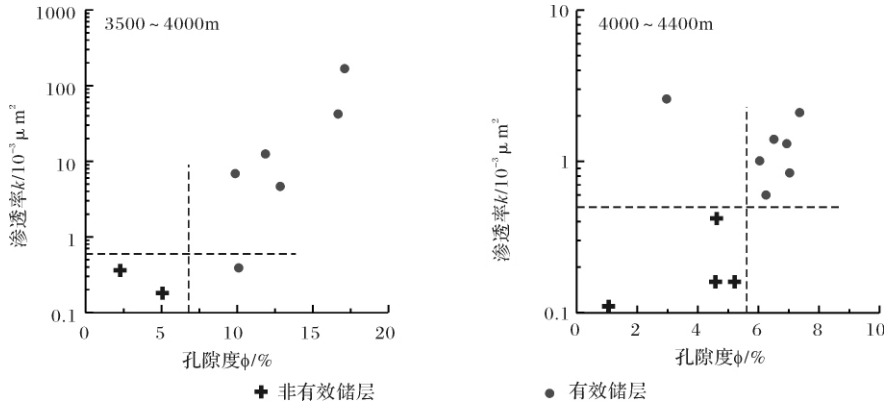


图 4 有效储层、非有效储层孔隙度与渗透率关系图

Fig. 4 Relation of porosity with permeability of effective and non-effective reservoirs

1.1.3 试油法

试油法是根据现有经济、技术条件下单层产液量标准对试油井段储层进行有效储层与非有效储层划分,然后将非有效储层和有效储层对应的孔隙度、渗透率绘制在同一坐标系内,二者分界处所对应的孔隙度、渗透率值即为有效储层物性下限值^[1-13]。根据目前采油技术和经济效益,将单层产液量(包括油和水)大于 1 t/d 的储集层划分为有效储层,单层产液量小于 1 t/d 的储集层划分为非有效储层^[12]。根据此标准利用试油法分别求取了车镇凹陷古近系 3 500 ~ 4 000m、4 000 ~ 4 400 m 有效储层物性下限,其中孔隙度下限分别为 6.8%、5.6%,渗透率下限分别为 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 4)。

1.1.4 束缚水饱和度法

操应长等研究认为束缚水饱和度大于 80% 的储层,其储集空间主要为微孔隙,储集和渗流流体的能力较差,其日产液量一般小于 1 t/d,因此可将束缚水饱和度为 80% 时所对应的孔隙度值作为有效储层物性下限值^[12]。利用束缚水饱和度法确定有效储层孔隙度下限的具体做法是建立束缚水饱和度与孔隙度之间的关系,利用回归拟合的方法建立孔隙度与束缚水饱和度的函数关系方程,取束缚水饱和度为 80% 时所对应的孔隙度值作为有效储层的孔隙度下限值^[13]。根据车镇凹陷古近系深层束缚水饱和度实测资料,绘制了 3 400 ~ 3 600 m 孔隙度与束缚水饱和度关系图(图 5),利用拟合函数方程计算束缚水饱和度为 80% 时所对应的孔隙度下限为 7.02%。

1.1.5 最小有效孔喉半径法

建立累积渗透率贡献值与孔喉半径的关系,取累积渗透率贡献值为 99.99% 所对应的孔喉半径为最

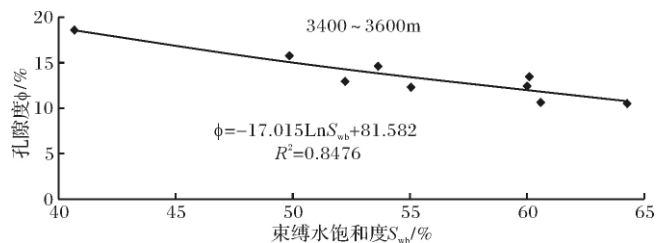


图 5 孔隙度与束缚水饱和度关系图

Fig. 5 Relation of porosity with irreducible water saturation

小有效孔喉半径,根据孔喉半径与常规渗透率的关系,可求出渗透率下限^[1]。利用车镇凹陷古近系 3 400 ~ 3 600 m 压汞资料,首先计算单一样品最小有效孔喉半径,根据孔喉半径与渗透率的函数关系(图 6),求取单一样品渗透率下限值,然后取其平均值作为渗透率下限值,计算结果为 $0.66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

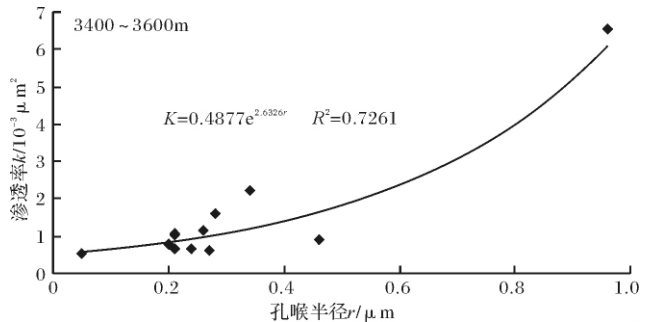


图 6 渗透率与孔喉半径关系图

Fig. 6 Relation of permeability with pore throat radius

1.1.6 有效储层物性下限与深度的函数关系

通过上述计算和分析可以得到不同埋深下有效储层的物性下限,并通过结果比较发现:在相同或相近的埋藏深度范围内,采用分布函数曲线法、测试法、

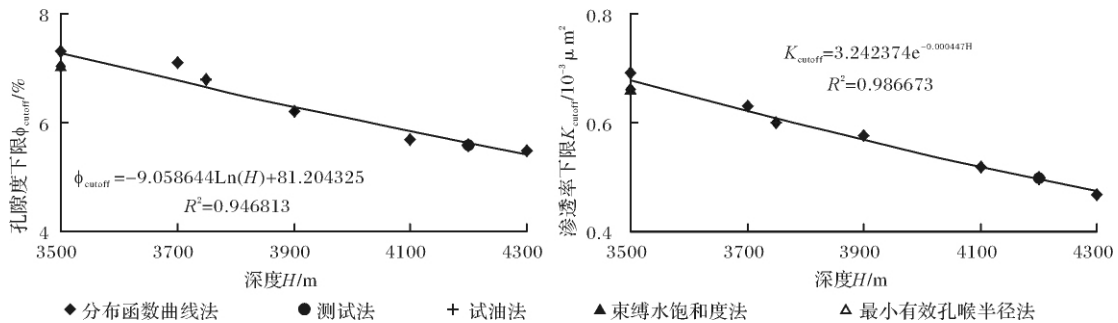


图7 有效储层物性下限与深度关系图

Fig. 7 Relaton of physical property lower limit of effective reservoir with depth

试油法、束缚水饱和度法、最小有效孔喉半径法等方法计算的物性下限值基本一致,说明所采用的计算方法是可行的、计算结果可靠。但是,由于受到计算方法、基础资料等限制,采取上述方法所获得的物性下限所对应的埋深是有限的,且不同方法计算的相近或相同埋深下有效储层的物性下限值还是存在一定的差值。为了消除单一方法中因原始数据误差、基础数据数量、计算方法等引起的误差,以及获得任意埋藏深度下有效储层物性下限值,对采取上述多种方法获得的有效储层物性下限进行与中部深度的回归拟合,作为有效储层物性下限的最终结果。通过拟合获得有效储层的孔隙度下限、渗透率下限与深度的函数关系方程(图7)拟合方程式如下:

$$\phi_{\text{cutoff}} = -9.058644 * \ln(H) + 81.204325$$

$$R^2 = 0.946813 \quad (\text{公式1})$$

$$K_{\text{cutoff}} = 3.242374 * e^{-0.000447H}$$

$$R^2 = 0.986673 \quad (\text{公式2})$$

ϕ_{cutoff} —孔隙度下限,%; K_{cutoff} —渗透率下限, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; H —埋藏深度, m。

1.2 有效储层物性下限准确性检验

利用上述有效储层物性下限与深度的拟合公式可以得到研究区古近系深层任意深度下的物性下限值。为了检验利用该公式计算结果的合理性,分别对车镇凹陷19口井古近系深层33层试油成果数据进行了检验。若试油结果为有效储层,其孔隙度和渗透率应均高于有效储层的物性下限值;若试油结果为非有效储层,其孔隙度或渗透率低于有效储层的物性下限值。检验结果正确率为91%,说明利用上述有效储层物性下限与深度的函数方程计算求得的有效储层物性下限是可靠的。

2 有效储层发育的控制因素

2.1 参数选取

孔隙度、渗透率是探讨储层控制因素与储层评价

的重要参数。但是,有效储层物性下限随深度的增加而降低,导致相同物性的储层在深层可能是有效储层而在浅层可能是非有效储层,如孔隙度为15%的砂岩储层在2000 m处由于孔隙度下限为20%(假设值)而成为非有效储层,同样是孔隙度为15%的砂岩储层在4000 m处由于孔隙度下限为5%(假设值)而成为有效储层,因此,选择孔隙度、渗透率作为探讨储层控制因素及储层评价的参数存在明显的缺陷,不能准确地反映不同深度储层质量的好坏。然而,孔隙度差值(指某一深度处储层的孔隙度与孔隙度下限的差值)、渗透率差值(指某一深度处储层渗透率与渗透率下限的差值)能够避免上述问题,合理地识别储层的有效性,如上述两种情况,前者孔隙度差值为-5%,而后者孔隙度差值为10%,显然4000 m处孔隙度为15%的砂岩为有效储层。因此,选择孔隙度差值、渗透率差值作为有效储层控制因素的对比参数,能够消除埋藏深度对分析结果的影响,合理有效地确定有效储层发育的主要控制因素。

2.2 有效储层发育的控制因素

车镇凹陷古近系深层构造相对简单,有效储层的发育主要受沉积作用、地层压力和成岩作用等因素影响。在有效储层物性下限计算的基础上,以孔隙度差值和渗透率差值作为对比参数,结合深层储层沉积特征、地层压力特征及成岩作用特征分析,探讨沉积作用、地层压力和成岩作用对有效储层的控制作用。

2.2.1 沉积作用对有效储层的控制作用

沉积作用控制了碎屑岩储层的成分、结构、粒度、分选、厚度及原始孔隙结构等特征,是深层有效储层发育的内因。一般而言,形成于强水动力环境、搬运距离远、厚度大、结构成熟度和成分成熟度高、分选好、泥质含量低的砂体具有良好的原生孔隙结构,原生粒间孔隙非常发育,孔隙连通性好,原始孔隙度高,渗透性好^[15,16],在经历溶蚀改造之前仍能保存连通

良好的原生孔隙,为孔隙流体的循环流动提供了必要的孔隙空间,易于进行溶蚀改造而形成大规模的次生孔隙^[17,18]。此外,沉积作用还可以控制沉积砂体与烃源岩的组合关系,进而控制砂体次生孔隙发育程度,如靠近烃源岩地区,砂体次生孔隙发育,远离烃源岩地区,次生孔隙一般发育较差^[17]。

车镇凹陷古近系深层主要发育三角洲、湖底扇、近岸水下扇、扇三角洲及洪积扇沉积。由各沉积相(微相)有效储层百分含量及其物性差值分布特征分析可知有效储层发育规律与沉积相带关系密切(表 1)。三角洲沉积主要分布于南部缓坡带,砂体以砂岩和粉砂岩为主、原始孔隙结构好、成分成熟度和结构成熟度高、抗压实能力强、且临近半深湖—深湖生油岩发育、易于接受有机酸溶解改造形成次生孔隙,为最有利的有效储层发育相带,有 42.11% 的储层为有效储层,其中有 92.5% 的有效储层孔隙度差值大于 3%、66.25% 的有效储层渗透率差值大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 三角洲相有效储层主要发育于前缘水下分流河道和河口坝微相,有效储层百分含量分别为 42.7% 和 67.74%。湖底扇、近岸水下扇、扇三角洲、冲积扇沉积主要分布于北部陡坡带,岩性以近源重力流沉积形成的杂基支撑粗碎屑岩为主,原始储集性能差,且砾石主要为灰岩和白云岩、抗压实能力差,总体上有效储层发育较差。湖底扇相含砾砂岩、砂岩相对较发

育,且包裹于烃源岩之中,易于形成早期超压保护层和接受有机酸溶解改造储层,为次有利的有效储层发育相带,有效储层百分含量为 8.03%,其中有 36.17% 的有效储层孔隙度差值大于 3%、44.68% 的有效储层渗透率差值大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 湖底扇有效储层主要发育于中扇辫状水道微相,有效储层百分含量分别为 9.26%。近岸水下扇紧邻生油中心分布,与湖底扇相比其超压形成较晚、对储层的保护作用较弱,在有机酸改造之前原生孔隙几乎消失殆尽,为不利的有效储层发育相带,仅发育 4.44% 的有效储层,其中有 27.85% 的有效储层孔隙度差值大于 3%、25.32% 的有效储层渗透率差值大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 近岸水下扇相有效储层主要发育于中扇辫状水道沉积微相,有 5.02% 的储层为有效储层。扇三角洲和冲积扇相几乎不发育有效储层,统计结果显示有效储层百分含量分别为 1.18% 和 0%。

通过对车镇凹陷古近系深层有效储层发育的沉积相带、地层压力、成岩作用等因素进行详细的对比分析发现:(1) 地层压力为中超压、成岩阶段为中成岩 A₁ 的三角洲前缘分流河道砂体有效储层百分含量可达 92.8%,其中有 92% 的有效储层孔隙度差值大于 6%、92% 的有效储层渗透率差值大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 8A); (2) 地层压力为中超压、成岩阶段为中成岩 A₂ 的三角洲前缘分流河道砂体有效储层百分含

表 1 沉积相与有效储层百分含量及物性差值的关系表

Table 1 Relation of sedimentary facies with percentage content and physical property difference of effective reservoirs

沉积相/微相	百分含量/%						孔隙度差值范围/%			渗透率差值范围/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$			有效储层百分含量	样品数
	>100	0~3	3~6	6~9	9~12	>12	0~1	1~10	10~100	/%	/块			
三角洲	7.50	37.50	40.00	10.00	5.00	33.75	48.75	15.00	2.50	42.11	190			
三角洲平原水上分流河道	0.00	50.00	25.00	25.00	0.00	50.00	50.00	0.00	0.00	25.00	24			
三角洲平原分流间湾	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8			
三角洲前缘水下分流河道	13.16	26.32	39.47	13.16	7.89	28.95	44.74	21.05	5.26	42.70	89			
三角洲前缘河口坝	0.00	47.62	52.38	0.00	0.00	28.57	66.67	4.76	0.00	67.74	31			
三角洲前缘远砂坝	0.00	80.00	0.00	0.00	20.00	60.00	20.00	20.00	0.00	55.56	9			
三角洲前缘水下分流间湾	12.50	37.50	37.50	12.50	0.00	50.00	37.50	12.50	0.00	27.59	29			
湖底扇	63.83	36.17	0.00	0.00	0.00	55.32	44.68	0.00	0.00	8.03	585			
湖底扇内扇主水道	50.00	50.00	0.00	0.00	0.00	50.00	50.00	0.00	0.00	2.78	72			
湖底扇中扇辫状水道	58.97	41.03	0.00	0.00	0.00	53.85	46.15	0.00	0.00	9.26	421			
湖底扇中扇水道间	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	66.67	33.33	0.00	0.00	7.69	78			
近岸水下扇	72.15	27.85	0.00	0.00	0.00	74.68	25.32	0.00	0.00	4.44	1779			
近岸水下扇内扇主水道	93.75	6.25	0.00	0.00	0.00	87.50	12.50	0.00	0.00	1.74	922			
近岸水下扇中扇辫状水道	52.94	44.12	2.94	0.00	0.00	67.65	32.35	0.00	0.00	5.02	677			
近岸水下扇中扇水道间	92.31	7.69	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00	0.00	15.66	83			
扇三角洲	0.00	20.00	80.00	0.00	0.00	20.00	80.00	0.00	0.00	1.18	422			
冲积扇	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	233			

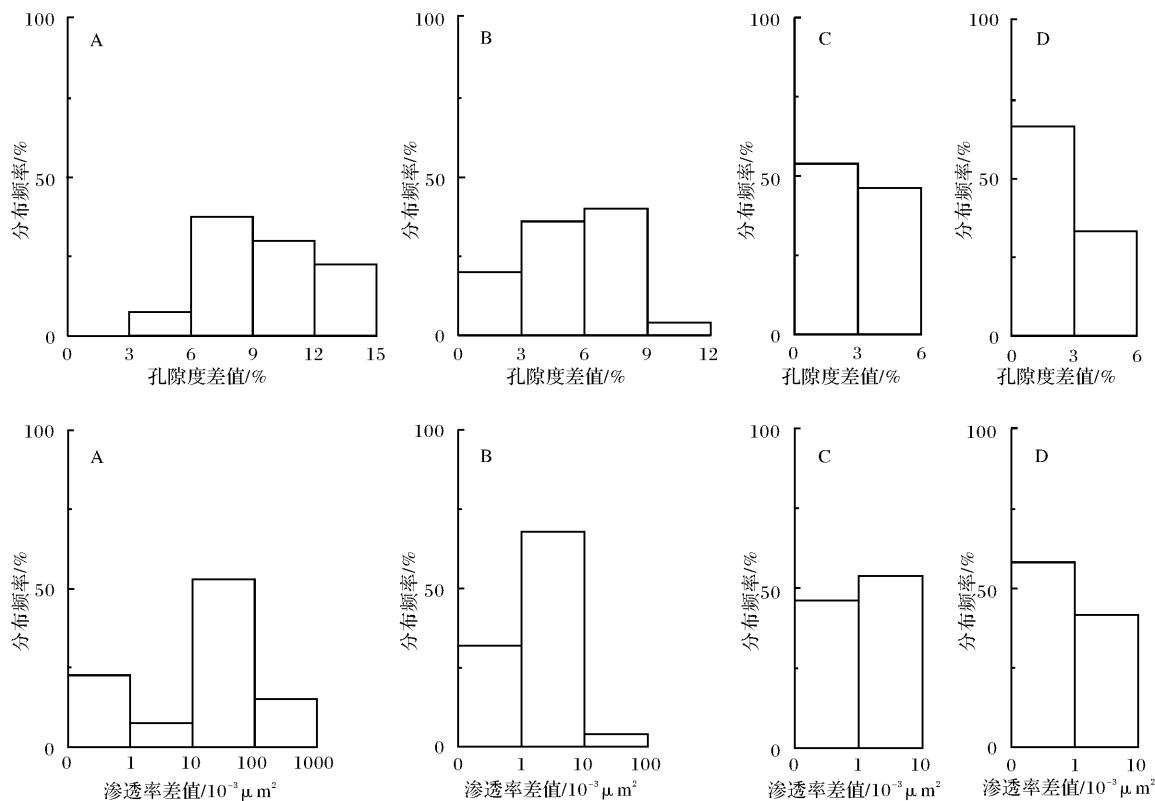


图8 有效储层物性差值分布频率直方图

A. 三角洲前缘分流河道—中超压—中成岩 A_1 ; B. 三角洲前缘分流河道—中超压—中成岩 A_2 ;
C. 湖底扇中扇辫状水道—强超压—中成岩 A_2 ; D. 近岸水下扇中扇辫状水道—中超压—中成岩 A_1

Fig. 8 Histogram for distribution frequency of porosity and permeability difference of effective reservoirs

量近 50% ,其中有 44% 的有效储层孔隙度差值大于 6% ,72% 的有效储层渗透率差值大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 8B); 地层压力为强超压、成岩阶段为中成岩 A_2 的湖底扇中扇辫状水道(图 8C) 和地层压力为中超压、成岩阶段为中成岩 A_1 的近岸水下扇中扇辫状水道(图 8D) 有效储层百分含量仅分别为 21% 和 13% ,且有效储层孔隙度差值均小于 6%、渗透率差值均小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。由上述分析可知,在沉积相带有利于有效储层发育的情况下,无论地层压力和成岩作用条件如何改变,有效储层百分含量和质量均较好,而在沉积相带不利于有效储层发育的情况下,无论地层压力和成岩作用条件如何改变,有效储层均较差。因此,可以确定沉积作用是车镇凹陷古近系深层有效储层发育的主要控制因素。

2.2.2 地层压力对有效储层的控制作用

地层压力对储层的控制作用主要表现为: 1) 异常高压可以抑制压实、压溶作用和石英增生,有效地保护原生孔隙及已形成次生孔隙^[9]; 2) 异常高压能够影响粘土矿物转化、抑制有机质热演化,使得深层

地层水长期处于酸性地层水条件,增强了溶解作用^[20]; 3) 超压可以引起岩石破裂而形成裂缝,与构造成因的裂缝相比,超压成因的裂缝造缝期次多,发育普遍、均匀,后期保存好^[21]。车镇凹陷古近系深层沙三段、沙四段为研究区两套主力烃源岩,由于欠压实和生烃作用,古近系深层普遍发育异常高压^[22]。通过统计车镇凹陷古近系深层地层压力与有效储层百分含量及物性差值分布特征之间关系(图 9),发现随着地层压力升高,有效储层百分含量增大,有效储层质量变好。常压—弱超压(压力系数 0.9~1.2) 储层有 7.37% 为有效储层,其中有 57.33% 的有效储层孔隙度差值大于 3% ,65.33% 的有效储层渗透率差值大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 中强超压(压力系数大于 1.2) 储层有 17.92% 为有效储层,其中有 72.73% 的有效储层孔隙度差值大于 3% ,68.81% 的有效储层渗透率差值大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2.2.3 成岩作用对有效储层的控制作用

按正常压实孔隙度减小趋势,深层碎屑岩储层几乎不发育有效储层,但是,由于在地层埋藏过程中溶

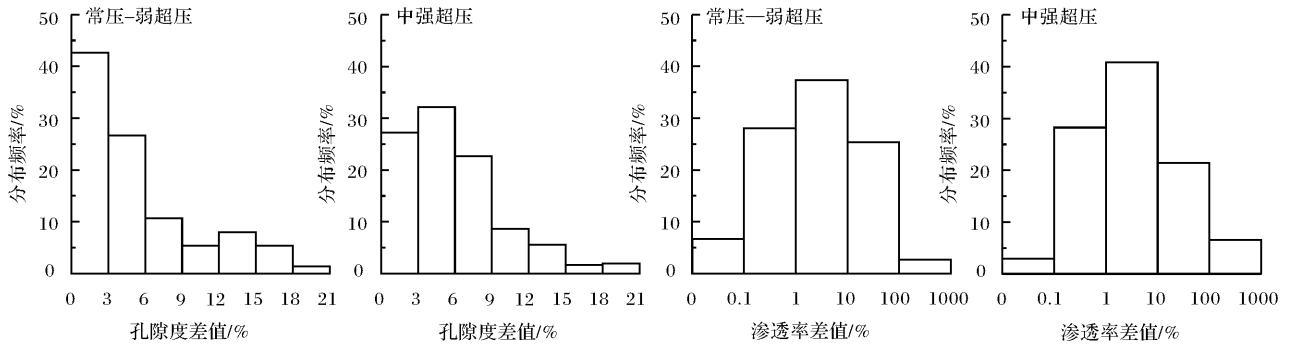


图9 地层压力与有效储层物性差值分布频率关系图

Fig. 9 Relation of formation pressure with distribution frequency of porosity and permeability difference of effective reservoirs

解作用和裂隙的形成作用等成岩作用对储层物性的改造,致使深层发育次生孔隙发育带,形成大量的有效储层。成岩作用阶段是埋藏深度、温度、压力、成岩作用、有机质演化等综合因素的体现,能够全面地反映成岩作用对有效储层的控制作用。车镇凹陷古近系深层主要处于中成岩 A₁、中成岩 A₂、中成岩 B^①。通过统计各成岩作用阶段储层物性特征,发现车镇凹陷古近系深层有效储层发育与成岩作用阶段之间具有良好的对应关系。中成岩 A₁期储层物性最好,有效储层百分含量为 37.6%;中成岩 A₂期次之,有效储层百分含量为 12.1%;中成岩 B 期最差,基本不发育有效储层。这是由于车镇凹陷深层碎屑岩储层成岩作用较强,储集空间主要为有机质热演化过程中生成的有机酸溶解长石、方解石等矿物形成的次生孔隙,而中成岩 A₁期恰好对应大量有机酸生成时期,中成岩 A₂、中成岩 B 期有机酸生成量逐渐减少。

由图 8C 和图 8D 发现,地层压力为强超压、成岩阶段为中成岩 A₂的湖底扇中扇辫状水道储层无论是有效储层百分含量还是物性差值均好于地层压力为中超压、成岩阶段为中成岩 A₁的近岸水下扇中扇辫状水道储层。二者沉积相带均不利于有效储层发育,前者的成岩作用阶段晚于后者,但是前者超压强度(强超压)强于后者(中超压),说明异常高压对车镇凹陷古近系深层有效储层发育的控制作用强于成岩作用对有效储层发育的控制作用。这是由于湖底扇砂砾岩体包裹于烃源岩之中,由于烃源岩早期的欠压实作用阻止砂砾岩内部的孔隙流体排出而形成早期超压,抑制压实作用和胶结作用的进行,对湖底扇砂砾岩储层物性起到良好的保护作用,易于后期有机酸进入形成次生孔隙,而近岸水下扇砂砾岩与烃源岩为侧向接触,埋藏较浅时缺乏侧向封堵,难于形成早期超压保护储层物性,在发生有机酸溶解作用之前储层

储集空间几乎全部被压实作用或胶结作用破坏,而不能形成次生孔隙。上述分析也说明溶解作用对储层进行大规模改造的前提是发生溶解作用之前储层需具有较好的储渗能力,因此,车镇凹陷古近系深层成岩作用对有效储层的改造程度受沉积相带和异常高压的控制,原始储集性能好且受异常高压保护的储层易于受溶解作用的改造形成优质有效储层。

3 结论

(1) 车镇凹陷古近系深层碎屑岩有效储层孔隙度下限与深度的函数关系为 $\phi_{\text{cutoff}} = -9.058644Ln(H) + 81.204325$,渗透率下限与深度的函数关系为 $K_{\text{cutoff}} = 3.242374e^{-0.000447H}$ 。

(2) 沉积相带是深层有效储层发育的最主要控制因素,异常高压对有效储层发育的控制作用强于成岩作用,成岩作用对有效储层的影响受沉积相带和异常高压的控制,原始储集性能好且受异常高压保护的储层易于受溶解作用的改造形成优质有效储层。

参考文献 (References)

- 1 张家震,毕彩芹,王新峰,等. 车镇凹陷石油地质特征及勘探远景[J]. 海洋石油, 2005, 25(4): 6-10 [Zhang Jiazhen, Bi Caiqin, Wang Xinfeng, et al. Petroleum and oil geology and exploratory prospect of Chezhen sag [J]. Offshore Oil, 2005, 25(4): 6-10]
- 2 王蛟,姜在兴,陈世悦,等. 渤海湾盆地车镇凹陷沙三一沙一段沉积演化与有利砂体预测[J]. 石油实验地质, 2005, 27(4): 371-377 [Wang Jiao, Jiang Zaixing, Chen Shiyue, et al. Sedimentary facies evolution and favorable sandstone body prospect in the third to first members of Shahejie Formation of Paleogene in the Chezhen sag of the Bohaiwan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2005, 27(4): 371-377]
- 3 朱光有,金强,张水昌,等. 车镇凹陷下第三系沙河街组生烃系统研究[J]. 天然气工业, 2006, 26(3): 19-22 [Zhu Guangyou, Jin Qiang, Zhang Shuichang, et al. Hydrocarbon-generating system of Eo-

- gene Shahejie Fm. in Chezhen sag [J]. *Natural Gas Industry*, 2006, 26(3): 19-22]
- 4 郭睿. 储集层物性下限值确定方法及其补充 [J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(5): 140-144 [Guo Rui. Supplement to determining method of cut-off value of net pay [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2004, 31(5): 140-144]
 - 5 杨通佑, 范尚炯, 陈元千, 等. 石油及天然气储量计算方法 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1990: 31-32 [Yang Tongyou, Fan Shangjiong, Chen Yuanqian, *et al.* The Methods of Oil & Gas Reserve Calculation [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1990: 31-32]
 - 6 戚厚发. 天然气储层物性下限及深层气勘探问题的探讨 [J]. 天然气工业, 1989, 9(5): 26-30 [Qi Houfa. Discussion of petrophysical parameter cutoff of natural gas reservoir and development of deep natural gas [J]. *Natural Gas Industry*, 1989, 9(5): 26-30]
 - 7 裘怿楠, 陈子琪. 油藏描述 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1996 [Qiu Yanan, Chen Ziqi. Reservoir Description [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996]
 - 8 蔡正旗, 郑永坚, 刘云鹤, 等. 确定碳酸盐岩油气层有效孔隙度下限值的新方法 [J]. 西南石油学院学报, 1993, 15(1): 10-15 [Cai Zhengqi, Zheng Yongjian, Liu Yunhe, *et al.* A new method of determining lower limit of effective porosity in carbonate oil or gas reservoir [J]. *Journal of Southwestern Petroleum Institute*, 1993, 15(1): 10-15]
 - 9 曾伟, 强平, 黄继祥. 川东嘉二段孔隙层下限及分类与评价 [J]. 矿物岩石, 1997, 17(2): 42-48 [Zeng Wei, Qiang Ping, Huang Jixiang. Reservoir's low limit, classification and evaluation of Member II of Jialingjiang Formation (lower Trassic) in eastern Sichuan [J]. *Journal of Mineral Petrology*, 1997, 17(2): 42-48]
 - 10 万玲, 孙岩, 魏国齐. 确定储集层物性参数下限的一种新方法及其应用—以鄂尔多斯盆地中部气田为例 [J]. 沉积学报, 1999, 17(3): 454-457 [Wan Ling, Sun Yan, Wei Guoqi. A new method used to determine the lower limit of the petrophysical parameters for reservoir and its application: a case study from Zhongbu gas field in Ordos Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1999, 17(3): 454-457]
 - 11 王艳忠, 操应长, 宋国奇, 等. 试油资料在渤南洼陷深部碎屑岩有效储层评价中的应用 [J]. 石油学报, 2008, 29(5): 701-710 [Wang Yanzhong, Cao Yingchang, Song Guoqi, *et al.* Application of production test data to evaluation of the effective reservoir in deep clastic of Bonan sag [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2008, 29(5), 701-710]
 - 12 操应长, 王艳忠, 徐涛玉, 等. 东营凹陷西部沙四上亚段滩坝砂体有效储层的物性下限及控制因素 [J]. 沉积学报, 2009, 27(2): 230-237 [Cao Yingchang, Wang Yanzhong, Xu Taoyu, *et al.* The petrophysical parameter cutoff and controlling factors of the effective reservoir of beach and bar sandbodies of the upper part of the fourth member of Shahejie Formation in west part of Dongying depression [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2009, 27(2): 230-237]
 - 13 邵长新, 王艳忠, 操应长. 确定有效储层物性下限的两种新方法及应用 [J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2008, 30(2): 414-416 [Shao Changxin, Wang Yanzhong, Cao Yingchang. Two new methods used to determine the low limits of effective reservoir physical properties and their applications [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2008, 30(2): 414-416]
 - 14 王艳忠, 操应长, 宋国奇, 等. 东营凹陷古近系深部碎屑岩有效储层物性下限的确定 [J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2009, 33(4): 1-7 [Wang yanzhong, Cao Yingchang, Song Guoqi, *et al.* Determination of physical property lower limit of deep clastic effective reservoirs of Paleogene in Dongying depression [J]. *Journal of China University of Petroleum*, 2009, 33(4): 1-7]
 - 15 郑浚茂, 庞明. 碎屑储集岩的成岩作用研究 [M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1989: 121-129 [Zheng Junmao, Pang Ming. Diagenesis of Petroclastic Rocks [M]. Wuhan: Press of China University of Geosciences, 1989: 121-129]
 - 16 王艳忠, 操应长, 陈世悦, 等. 济阳坳陷中生界碎屑岩储层特征及其控制作用 [J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2007, 31(5): 7-11 [Wang Yanzhong, Cao Yingchang, Chen Shiyue, *et al.* Clastic reservoirs characteristic and its control of Mesozoic in Jiyang depression [J]. *Journal of China University of Petroleum*, 2007, 31(5): 7-11]
 - 17 刘林玉. 吐鲁番-哈密盆地中生界砂岩次生孔隙研究 [J]. 石油实验地质, 1996, 18(3): 317-324 [Liu Linyu. A study on secondary pores of the Mesozoic sandstones in the Turpan-Hami Basin [J]. *Experimental Petroleum Geology*, 1996, 18(3): 317-324]
 - 18 张琴, 钟大康, 朱筱敏, 等. 东营凹陷下第三系碎屑岩储层孔隙演化与次生孔隙成因 [J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(3): 281-285 [Zhang Qin, Zhong Dakang, Zhu Xiaomin, *et al.* Pore evolution and genesis of secondary pores in Paleogene clastic reservoirs in Dongying Sag [J]. *Oil & Gas Geology*, 2003, 24(3): 281-285]
 - 19 李忠, 费卫红, 寿建峰, 等. 华北东濮凹陷异常高压与流体活动及其对储集砂岩成岩作用的制约 [J]. 地质学报, 2003, 77(1): 126-134 [Li Zhong, Fei Weihong, Shou Jianfeng, *et al.* Overpressure and fluid flow in the Dongpu Depression, North China: Their constraints on diagenesis of reservoir sandstones [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2003, 77(1): 126-134]
 - 20 陈振岩, 苏晓捷. 辽河西部凹陷船舱式油气运聚系统特征初探 [J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(4): 31-41 [Chen Zhenyan, Su Xiaojie. Cabin-type oil and gas migration characteristics of the Western Sag, Liaohe Depression [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2003, 30(4): 31-41]
 - 21 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): 76-82 [Li Huijun, Wu Tairan, Wu Bo, *et al.* Distribution and controlling factors of high quality clastic deeply buried reservoirs in China [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2004, 23(4): 76-82]
 - 22 曾治平, 宋国奇, 刘魁元. 车镇凹陷套儿河洼陷地层超压成因机理 [J]. 地质科技情报, 2008, 27(6): 71-75 [Zeng Zhiping, Song Guoqi, Liu Kuiyuan. Overpressure mechanisms in Taoerhe sag of Chezhen depression [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2008, 27(6): 71-75]

Lower Property Limit and Controls on Deep Effective Clastic Reservoirs of Paleogene in Chezhen Depression

WANG Yan-zhong CAO Ying-chang

(College of Geo-Resources and Information in China University of Petroleum , Qingdao , Shandong 266555)

Abstract Based on the comprehensive application of properties , oil production test , and mercury injection data , the lower property limit of deep clastic reservoirs of Paleogene in Chezhen depression was determined by applying distribution function curve method , testing method , production test method , irreducible water saturation method , and the lowest effective pore throat radius method , and the influence factors were analyzed. On this basis , regarding the porosity and permeability difference as comparison parameters , the controlling actions of which sedimentation , formation pressure and diagenesis played on the deep effective reservoir were researched. The porosity lower limit and log depth are linear relationship , and the lower permeability limit and depth are exponential relationship. Deltaic front subaqueous distributary channel and mouth bar develop most effective reservoir , and porosity difference and permeability difference are well. while sublacustrine fan , nearshore subaqueous fan , fan delta and alluvial fan sand-conglomerate develop less effective reservoir , and porosity difference and permeability difference are worse. The effective reservoir percentage content , porosity difference and permeability difference of middle and strong overpressure reservoirs are better than that of normal pressure and weak overpressure reservoirs. The effective reservoir percentage content , porosity difference and permeability difference of reservoirs on the middle diagenetic stage A_1 are better than that of the reservoirs on the middle diagenetic stage A_2 and B. In general , sedimentary facies is the main controlling factor on the development of deep effective reservoir , and the controlling action of overpressure on the deep effective reservoirs is stronger than diagenesis. The influence of diagenesis on the deep effective reservoirs is controlled by both sedimentary facies and overpressure. The reservoirs with high primary porosity and permeability protected by overpressure are dissolved easily to be good effective reservoirs.

Key words effective reservoir; lower property limit; controlling factor; deep layer; Chezhen Depression