

济阳坳陷河流相储层物性演化影响因素研究

韩 丽

中国石化股份有限公司胜利油田分公司勘探开发研究院, 山东 东营
Email: satisfactoryshun@163.com

收稿日期: 2020年12月1日; 录用日期: 2020年12月22日; 发布日期: 2020年12月29日

摘 要

济阳坳陷新近系河流相广泛发育, 储藏了丰富的油气资源。通过研究胜利油区河流相储层相关录井、测井、岩芯、薄片和物性资料, 确定了工区河流相储层的岩性、物性特征。首先有针对性地设计了几组物理模拟实验, 验证物源、埋深等对储层的影响。结合前人研究的部分成果, 认为物源组成是影响河流相储层物性差异的因素之一, 但该因素对储层演化过程中的作用还有待进一步研究。然后对目前河流相储层研究中的一些问题进行了深入剖析, 确定了成岩作用类型和成岩期次。

关键词

河流相, 物源, 模拟实验, 物性演化

The Research of Influence Factors on Reservoir Physical Evolution of Fluvial Facies in Jiyang Depression

Li Han

Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying Shandong
Email: satisfactoryshun@163.com

Received: Dec. 1st, 2020; accepted: Dec. 22nd, 2020; published: Dec. 29th, 2020

Abstract

Fluvial facies is widespread in Shengli oilfield in Neogene times, which has preserved rich oil & gas resources. We confirmed lithology & physical properties of fluvial facies of work area through logging, core, slice and other related data. First we designed several physical analogue experiments to validate the influences of source and depth on reservoirs. Combined with some of the previous research re-

sults, we concluded that source composer is one of the factors influencing reservoirs of fluvial facies, but details of influences on the process of reservoirs evolution need further studies. Then we anatomized some issues of fluvial facies reserves research, and confirmed diagenesis types and periods.

Keywords

Fluvial Facies, Sediment Source, Analogue Experiment, Physical Properties Evolution

Copyright © 2020 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

河流相广泛发育在我国中-新生代陆相含油气盆地中,特别是湖盆萎缩,进入冲积平原发育阶段,以河流相沉积为主。据不完全统计,河流相储层中石油储量占我国已开发油田动用储量的一半左右[1],河流相作为重要的储油岩系,开展河流相砂体储集性能的研究具有重要的理论和现实意义。储集层的形成要经历长期而复杂的过程,是地质埋藏史中各种地质因素相互作用的产物[2],研究表明,砂岩储层的形成受多种因素控制,包括岩性、沉积微相、成岩作用等多个方面。

胜利油区进入新近系馆陶组沉积期发育大量河流相沉积,沙二段湖泊收缩阶段也发育有辫状河和曲流河相沉积[1]-[6]。本次我们选取了济阳拗陷分布较为典型、研究比较细致的东营凹陷和沾化凹陷作为重点研究对象(图 1)。利用物理模拟实验,对该地区的河流相砂体开展深入研究,详细论述了物源、埋深、成岩作用等对储层发育的影响,并确定了研究区的成岩作用类型和成岩期次。

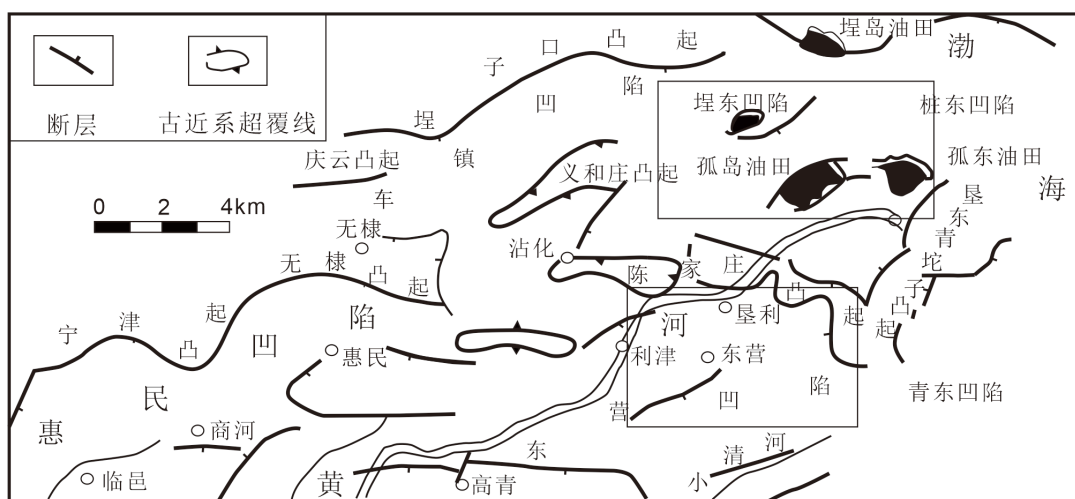


Figure 1. Location of main work area

图 1. 主要研究区位置图

2. 研究区储层物性特征

根据岩芯资料统计发现,东营凹陷馆陶组河流相现有取心在 500~1500 m,沾化凹陷馆陶组河流相取心在 1100~1600 m 段;胜坨地区沙二段河流相取心在 1800~2300 m 段,沾化沙二多在 2400~3300 m 段。

因此我们主要以这些深度段的取芯井资料为主来研究河流相储层物性特征。

通过对比胜利油区东营凹陷馆陶组、沾化孤东地区馆陶组和沙二段储层部分取心井埋深 1000 m 左右 (800~1500 m) 河道砂体的平均物性参数(表 1), 我们可以看到: 东营凹陷馆陶组和孤东馆陶组储层在孔隙度、渗透率以及碳酸盐含量方面数值大致相同, 其物性相近。这主要是因为这两个区河流相储层的埋深大致相同, 且层位一致; 而沾化沙二的物性与二者相比要差的多, 这可能是由于其埋深较大, 且它们处于不同层位, 所处的成岩阶段和成岩作用类型不同。

Table 1. Reservoir properties of several sections of Shengli oilfield

表 1. 胜利油区各区块储层物性参数

地区	井号	孔隙度	水平渗透率	油饱和度	水饱和度	碳酸盐含量
孤东馆陶组 (800~1500 m)	孤东 15	33.21	551.00	41.76	43.10	0.80
	孤东 18	31.52	104.38	31.47	45.93	0.73
	孤东 32	29.30	1058.27	21.69	54.98	0.62
	孤东 9	30.92	2710.44	46.64	42.34	0.97
	垦东 401	31.96	33.04	—	—	0.44
	垦 924	30.05	566.48	—	—	—
	桩斜 183	28.89	2888.26	—	—	—
	综合	30.84	1130.27	35.39	46.59	0.71
东营馆陶组 (800~1500 m)	高 58	20.25	654.61	—	—	—
	营 20	33.83	3710.69	53.55	27.76	1.11
	金 16	33.13	52.50	37.53	0.89	—
	综合	29.07	1472.60	45.54	14.33	1.11
沾化沙二 (2400~3300 m)	垦斜 154	13.52	0.42	—	—	8.10
	桩 316	19.59	276.18	—	—	3.50
	桩 42	14.71	44.25	—	—	8.57
	桩 423	12.94	10.26	—	—	23.11
	桩 424	6.17	0.10	—	—	16.90
	综合	13.38	66.24	—	—	12.11

3. 实验模拟物源对河流相储层物性的控制作用

沉积环境控制着储层砂体的发育程度, 是影响储层物性的重要因素。前人[2] [7] [8] [9] [10]对河流相储层各微相物性进行了详尽的研究, 通过综合理论研究和勘探实践结合, 形成了一些为地质研究者所公认的认识。即, 河道是沉积物的主要搬运通道和沉积场所, 水动力较强, 沉积物粒度最粗, 分选较好, 因此储层物性较好。曲流河的天然堤与决口扇砂体均形成于洪水期, 组成砂体的碎屑颗粒中杂基含量高, 相对来说物性较差。辫状河以河床亚相的河心砂坝微相最好, 其余依次为: 辫状水道微相、河道边缘微相、河间滩地微相, 而以泛滥平原亚相最差。

另外, 研究人员普遍认为物源对储层物性有着重要影响[4] [7]-[13], 物源的影响一方面体现在它被搬运距离的远近, 可以用沉积物的分选、磨圆、粒度等来进行定性和定量的研究; 另一方面是物源本身岩性和组成的差异对物性的影响, 关于这一点研究较少。

鉴于本区物源区[13][14]有陈家庄凸起、滨县凸起、青坨子凸起、广饶凸起，主要母岩类型以花岗质的岩浆岩和变质岩为主，碎屑岩储层以长石类砂岩、砂砾岩为主。为了验证物源组成对储层物性的影响，我们在母岩主要为火山岩的青岛地区海滨选取了砂样，根据本区实际情况进行配比。主要是模拟不同物源的相同粒度分布砂样(常温下)随深度变化的差异，实验中利用压力的增加来代替深度变化，压力变化从常压(0.1 MPa)至 285 MPa，如地层密度设定为 2.6 g/cm³，则模拟深度可从地表至 10,000 多米深处。设计实验及测试数据如下(表 2)，各组实验均在 12 小时内均匀加压完成。

Table 2. Experiment data

表 2. 实验测试数据

实验组数	样品		压力(MPa)	孔隙度(%)	渗透率(cm ²)														
1	营 19 井 1900 m 岩芯取样，分选好的中砂岩		0.1	41.85	807.97														
			30	20.34	509.88														
			<table border="1"> <thead> <tr> <th>粒度(mm)</th> <th>配比</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>>2</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>1~2</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>0.5~1</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>0.25~0.5</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td><0.25</td> <td>2</td> </tr> </tbody> </table>		粒度(mm)	配比	>2	2	1~2	1	0.5~1	2	0.25~0.5	2	<0.25	2	60	18.41	459.55
			粒度(mm)	配比															
			>2	2															
			1~2	1															
			0.5~1	2															
			0.25~0.5	2															
			<0.25	2															
			90	10.46	353.79														
120	8.24	305.68																	
150	13.44	268.99																	
180	17.70	174.67																	
210	15.18	172.19																	
240	11.40	170.17																	
285	10.31	58.49																	
2	根据营 19 井岩芯配比砂样，粒度 0.25~0.5 mm		0.1	60.73	1087.19														
			30	30.54	589.71														
			<table border="1"> <thead> <tr> <th>粒度(mm)</th> <th>配比</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>>2</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>1~2</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>0.5~1</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>0.25~0.5</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td><0.25</td> <td>2</td> </tr> </tbody> </table>		粒度(mm)	配比	>2	2	1~2	1	0.5~1	2	0.25~0.5	2	<0.25	2	60	30.99	582.28
			粒度(mm)	配比															
			>2	2															
			1~2	1															
			0.5~1	2															
			0.25~0.5	2															
			<0.25	2															
			90	26.67	552.51														
120	29.60	519.48																	
150	28.76	490.42																	
180	31.70	480.96																	
210	22.41	445.94																	
240	20.79	422.55																	
270	18.42	385.32																	
3	湿度较大的现代河砂		0.1	28.13	370.80														
			<table border="1"> <thead> <tr> <th>粒度(mm)</th> <th>配比</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>>2</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>1~2</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>0.5~1</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>0.25~0.5</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td><0.25</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>		粒度(mm)	配比	>2	2	1~2	4	0.5~1	4	0.25~0.5	3	<0.25	1	30	5.83	279.97
			粒度(mm)	配比															
			>2	2															
			1~2	4															
			0.5~1	4															
			0.25~0.5	3															
<0.25	1																		
60	0.96	190.25																	
90	3.15	146.51																	
120	2.28	146.61																	
150	0.45	128.84																	
210	0.70	122.70																	

Continued

			0.1	38.47	460.01
		干的现代河砂	30	23.47	368.56
			60	19.46	342.12
		粒度(mm)	配比		
		>2	2	90	17.87
4		1~2	4	120	15.68
		0.5~1	4	150	14.81
		0.25~0.5	3	180	13.54
		<0.25	1	210	12.78
			240	9.44	243.00
			270	11.42	225.14
			0.1	38.10	841.76
		根据现代河砂样品配比砂样, 分选较好 $S_0 = 2$	30	28.06	705.50
			60	26.41	664.43
		粒度(mm)	配比		
		>2	2	90	25.26
5		1~2	4	120	24.75
		0.5~1	4	150	24.17
		0.25~0.5	3	180	17.14
		<0.25	1	210	17.75
			240	15.13	372.21
			270	15.55	262.03

为了更直观的了解实验结果, 我们将压力转换成深度, 并做出了孔、渗随深度变化的趋势图(图 2, 图 3)。从图中可以看出, 岩样来源不同, 即使其粒度相差不大, 它们的孔渗也有差异。但总体而言, 孔渗随埋深(压力)增大而变化的趋势大致相同。即孔隙度随深度增加而逐渐变小, 但在某些深度略有回升, 埋深到 7000 m 以下则孔隙度持续减小; 渗透率随深度增加持续减小。另外我们发现干的现代河砂和湿度较大的河砂物性参数相差很大, 这是由于湿的河砂里面所含的水分充填了部分孔隙, 并对渗透率造成了一定影响; 另一方面, 干的砂岩和湿度较大的砂岩本身的抗压能力也不一样[15], 或多或少也会影响物性变化。

4. 成岩演化作用对河流相储层的控制作用

储层的原始孔隙结构和分布规律除了受沉积因素的控制之外, 在埋藏成岩过程也会受到成岩过程的改造, 成岩作用既可以促进次生孔隙的发育也可以破坏原生孔隙, 使原生孔隙分布规律发生变化, 预测河流相次生孔隙的分布规律是研究河流相储层成岩作用的主要内容。

4.1. 河流相储层的主要成岩作用类型

4.1.1. 压实和压溶作用

压实和压溶作用是砂岩储层孔渗衰减的主要因素。

压实作用主要发生在成岩作用早期, 从成岩作用的现象来讲它可以造成石英和长石等刚性颗粒的破

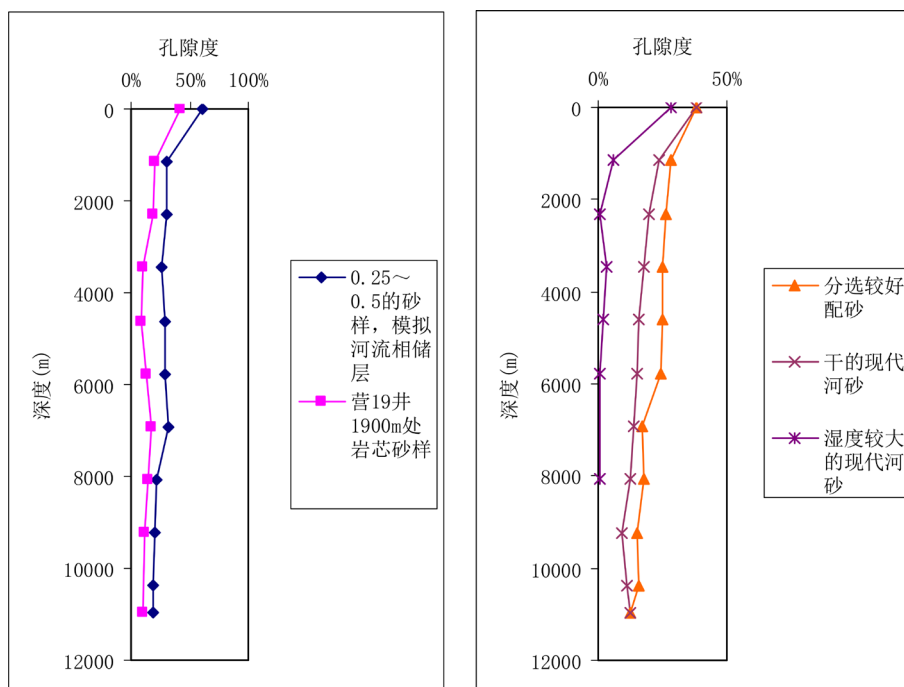


Figure 2. Porosity changes as the depth (pressure) accretion

图 2. 孔隙度随深度(压力)增大变化趋势图

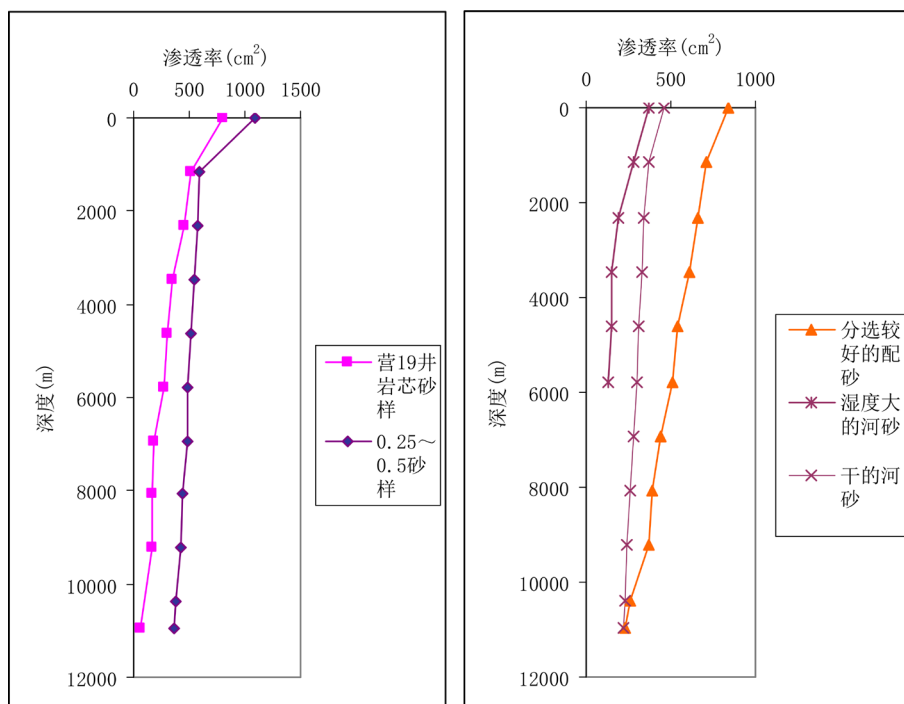


Figure 3. Permeability changes as the depth (pressure) accretion

图 3. 渗透率随深度(压力)增大变化趋势图

裂和粒间接触程度的提高。虽然不同类型砂岩孔隙度衰减速率不同,但总体而言,孔隙度均迅速减小,一般来讲,它主要发生在 3000 m 以上(见图 4)。

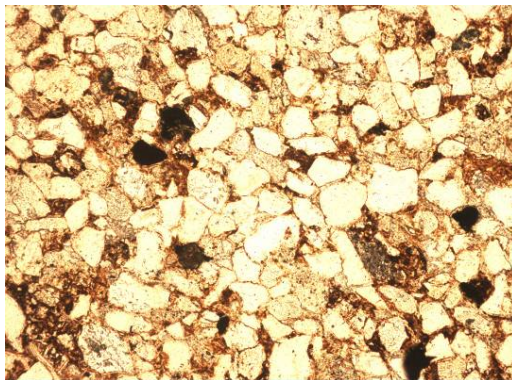


Figure 4. Well Gao58, 1012.5 m, granule sand compaction, line contact, plain light, $\times 100$
图 4. 高 58 井, 1012.5 m, 细粒砂岩压实作用, 线接触, 单偏光, $\times 100$ 倍

压溶作用造成碎屑颗粒间的线接触、凹凸以及石英的次生加大等, 从而造成孔隙度的大大降低, 主要发生在 3000 m 以下[11] [16] [17], 但就本区而言在较浅的部位也可见这种现象, 这主要是因为济阳凹陷的地温梯度较高造成的[18] [19] [20] [21] [22]。

4.1.2. 胶结作用

胶结作用是使储层孔隙衰减的重要因素。常见的胶结物有二氧化硅、碳酸盐、硫酸盐和粘土矿物等。工区二氧化硅胶结物的含量一般小于 10%, 随埋藏深度的增加而增加, 主要表现为石英的次生加大现象(见图 5), 由于它形成后不易再受到溶蚀, 因此, 二氧化硅胶结的储层一般具有低孔渗的特点, 在深部储层尤其明显。此外石英次生加大作用也会改变储层的孔隙结构, 影响流体渗流, 降低储层渗透率。

本区碳酸盐胶结分布普遍, 主要是方解石、铁方解石、白云石、铁白云石(图 6)。方解石和铁方解石胶结物出现的深度浅, 属早期碳酸盐胶结物; 而白云石和铁白云石则出现在较深部位, 属晚期碳酸盐胶结物。

碳酸盐胶结物的胶结方式主要是孔隙式胶结, 部分有基底式胶结和嵌晶式胶结。它是使储层孔渗降低的主要因素。统计结果显示, 储层孔隙度和碳酸盐含量成负相关, 其含量最多可达 30%。

虽然早期碳酸盐胶结物使原生孔隙受到充填, 但同时它也抑制了早期压实和压溶作用的发生, 为次生溶蚀作用准备了易溶物质。

碳酸盐胶结物在纵向上分布不均, 在 2000 m 到 3000 m 之间含量最高(本区 1000 m 以下碳酸盐胶结已经比较发育), 形成几个高碳酸盐含量带, 在高碳酸盐含量带之间是高的次生孔隙发育带。

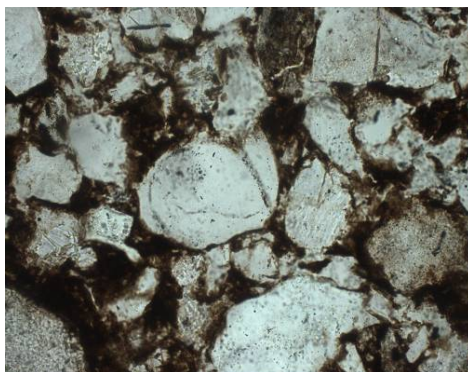


Figure 5. Well Tuo35, 1908.21 m, quartz secondary enlargement, plain light, $\times 200$
图 5. 坨 35 井, 1908.21 m, 石英次生加大, 单偏光, $\times 200$ 倍

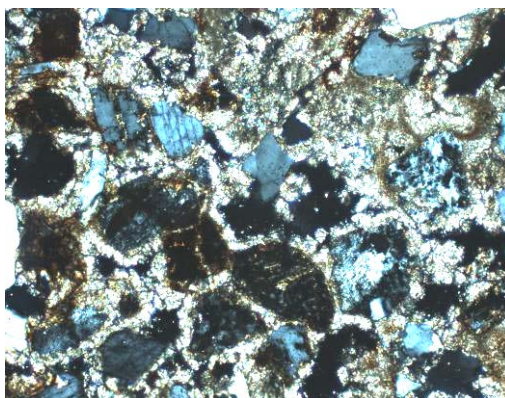


Figure 6. Well Gudong 18, 1400 m calcite cementation, plain light, $\times 50$

图 6. 孤东 18 井, 1400 m, 方解石胶结单偏光, $\times 50$

常见的硫酸盐胶结物为石膏和硬石膏。硬石膏胶结物一般是晚期胶结物, 分布不均呈斑块状, 最高达 25%。对储层的物性起到破坏作用。

除了上面讲到的主要胶结物外, 在砂岩中起到胶结作用的还有粘土矿物、黄铁矿、沸石等。这些矿物含量变化大, 它们的出现降低了储层的孔渗性。

4.1.3. 交代作用

砂岩中的石英长石等碎屑颗粒常被碳酸盐和粘土矿物等交代。控制石英和长石被碳酸盐交代的主要因素是 PH 值和温度。PH 值增大时, 促使碳酸盐的沉淀, 同时造成石英和长石被交代(图 7)。因此, 随着地层埋藏深度的增加, 碎屑颗粒的碳酸盐化有增强的趋势。纯粹的交代作用对储层的孔渗性影响不大。胶结交代作用将使储层的孔渗性大大降低。



Figure 7. Well Gao 41, 888.5 m, calcite metasomatism, orthogonal light, $\times 200$

图 7. 高 41 井 888.5 m, 方解石交代正交光, $\times 200$ 倍

4.1.4. 粘土矿物的转化

储层中粘土矿物的含量对其物性和敏感性有一定影响, 常见的粘土矿物包括: 伊利石、高岭石(图 8)、绿泥石、蒙皂石、伊/蒙混层粘土矿物。一般伊利石和绿泥石随埋深增加而增加, 而蒙皂石和伊/蒙混层粘土矿物中的蒙皂石层的含量随埋深的增加而减小, 高岭石在 3000 m 时含量最多。

工区河流相储层中粘土矿物的含量和储层孔渗有一定关系, 高岭石含量高的地方砂岩溶蚀作用强烈, 溶孔发育, 其孔隙度和渗透率也较高, 因此, 一般认为高岭石的大量出现是次生孔隙发育的标。

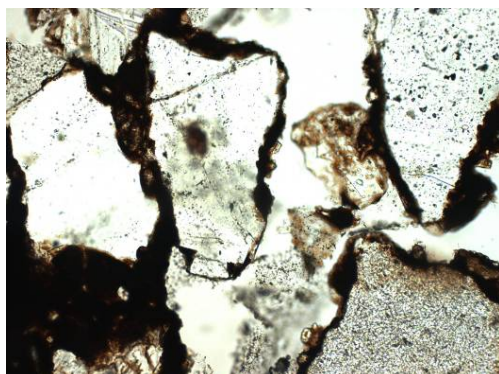


Figure 8. Well Gudong 18, 1467.39, grain kaolinize, plain light, $\times 200$
图 8. 孤东 18 井, 1467.39 m, 颗粒高岭石化, 单偏光, $\times 200$ 倍

4.1.5. 溶蚀作用

上述成岩作用对储层物性产生了不利影响, 而溶蚀作用却大大改善了储层(特别是深层)物性。溶蚀作用是大气淡水、有机质演化产生的酸性地层流体对长石、碳酸盐和盐岩等易溶物质进行溶蚀(图 9)。它可以在纵向上形成几个次生孔隙发育带。

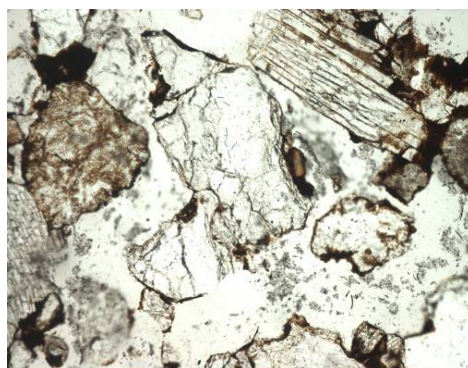


Figure 9. Well Tuo35, 1922 m, corrode plain light, $\times 100$
图 9. 坨 35 井, 1922 m, 溶蚀作用单偏光, $\times 100$ 倍

4.2. 成岩阶段划分

在埋藏成岩过程中, 处于不同成岩阶段的储层成岩强度不同, 因此其物性也不同。前人曾用多种方法[18] [19] [20] [21]来确定本区的地温梯度(见表 3, 表 4), 得到现今地温梯度在 $3.5^{\circ}\text{C}\sim 4.1^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 。而按照我们所取的馆陶组和沙二段所处的深度在 500~3300 m 来计算, 地温应在 $50^{\circ}\text{C}\sim 130^{\circ}\text{C}$ 之间。

Table 3. Geothermal gradient from different researchers

表 3. 不同学者地温梯度统计

	邱楠生	曾溅辉
层位	地温梯度($^{\circ}\text{C}/\text{km}$)	
孔店组一沙河街	55~60	
东营组	35~45	平均为 36
馆陶组沉积	35	
平均	40.5	

Table 4. Geothermal gradient changes under different depth (from Gong Yuling, 2003)
表 4. 不同深度地温梯度变化(据龚育龄, 2003)

深度(km)	地温梯度(°C/km)				
	济阳拗陷 (平均值)	东营凹陷		沾化凹陷	
		范围	平均值	范围	平均值
2	36.9	25.0~45.0	36.5	30.1~44.9	37.6
2~3	35.2	29.6~44.0	35.3	24.2~44.7	35.5
3~4	30	29.9~33.1	33.8	20.9~44.8	34.5
4 以下	29	<29.0		<32	
总平均	35.5	35.5		36.1	

本区镜下所发现的河流相储层的成岩作用主要是压实、压溶、胶结、交代等；在 500~1700 m 主要发育原生孔隙，颗粒之间主要是点 - 线接触；根据其孔渗参数的变化我们确定其次生孔隙在 2400~3100 m 最为发育。

参照含油气区碎屑岩成岩阶段划分及鉴定标准，结合前人统计的本区镜质体反射率值及其他相关工作[22] [23] [24]，综合以上各种因素，我们认为研究区河流相储层可分为早成岩 A 期到晚成岩 A 期三个成岩阶段(图 10)。

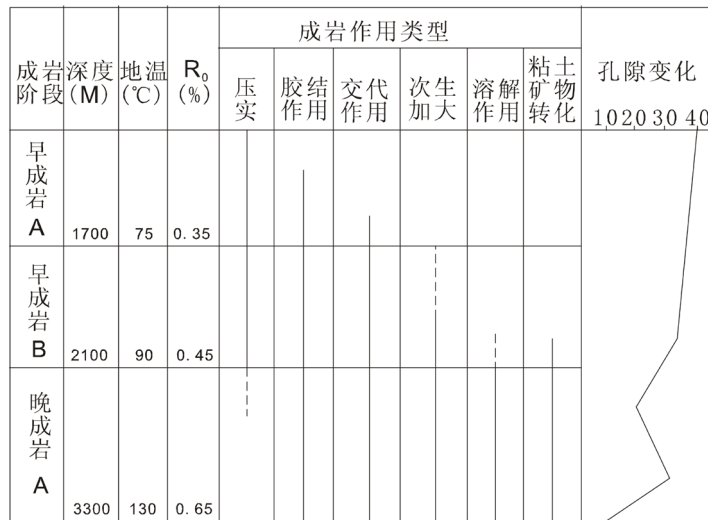


Figure 10. Reservoir diagenesis evolution sequences of fluvial facies in work area
图 10. 研究区河流相储层成岩演化序列图

5. 结论

实验模拟结果揭示，河流相储层物性的变化受地温梯度、压力(沉积物的埋深)、成岩作用以及构造运动等因素控制。济阳拗陷不同地区相同层位、相近埋深的河流相储层物性相差较小。

沉积初期，物源的岩石成分组成、粒度和磨圆等对储层物性有很大影响。在埋藏过程中，物源组成的差异并不会从根本上影响储层物性的演化趋势，但埋藏过程中的储层物性参数会受到沉积早期的岩石组成和结构的约束。济阳拗陷河流相储层经历了压实、胶结、交代、次生加大、溶蚀等主要成岩作用类型，储层物性随埋深的增大而变差。

目前研究区馆陶组处于早成岩阶段, 东营凹陷胜坨地区沙二处于早成岩 B 期, 沾化凹陷沙二段处于晚成岩 A 期。早成岩 B 期开始成岩作用成为控制储层物性的主导因素。本区现今的地温梯度较高, 平均 $3.55^{\circ}\text{C}/100\text{m}$, 造成济阳拗陷(特别是胜坨地区)较浅部位所处的成岩阶段相对较高。

研究区在 1700 m 以上以原生孔隙为主, 在 1700 m 以下发育混合孔隙, 其中在 1800 m~2000 m 及 2400 m~3100 m 之间次生孔隙发育明显。

基金项目

中石化胜利油田分公司科技项目(编号: YKK1910)。

参考文献

- [1] 刘建民, 徐守余. 河流相储层沉积模式及对剩余油分布的控制[J]. 石油学报, 2003, 24(1): 58-62.
- [2] 田景春, 李琦, 何建军, 等. 济阳拗陷馆陶组河流相砂体储集性及控制因素研究[J]. 矿物岩石, 1999, 19(4): 35-39.
- [3] 于国庆, 李大伟. 储层特征变化规律研究——红柳油田垦东 6 断块沙二-沙三中[J]. 断块油气田, 2004, 11(2): 16-18.
- [4] 肖伶俐. 东营凹陷永东地区沙河街组沉积特征分析[J]. 河南石油, 2005, 19(1): 13-15.
- [5] 王居峰. 济阳拗陷东营凹陷古近系沙河街组沉积相[J]. 古地理学报, 2005, 7(1): 45-58.
- [6] 鲁广军. 胜利油区孤南洼陷古!新近系充填层序与沉积环境[J]. 沉积与特提斯地质, 2004, 24(1): 97-104.
- [7] 刘仁君, 戴启德, 刘良叔, 等. 孤东油田储层研究与开发[J]. 北京: 石油工业出版社, 1998: 1-10.
- [8] 赵澄林, 张善文, 袁静, 等. 胜利油区沉积储层与油气[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999: 46-53.
- [9] 李兴国. 陆相储层沉积微相与微型构造[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000: 103-125.
- [10] 薛叔浩. 湖盆沉积地质与油气勘探(上)[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 163-177.
- [11] 戴启德, 纪友亮. 油气储层地质学[M]. 东营: 石油大学出版社, 1996: 14-50.
- [12] 蔡进功, 姜秀芳, 范存堂. 东营盆地始新统沉积体系及盆地演化[J]. 沉积学报, 1995, 13(增刊): 27-37.
- [13] 帅德福, 王秉海, 等. 中国石油地质志(卷六)[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993: 227-252.
- [14] 蔡进功. 东营箕状断陷沉积物源的演变[J]. 油气地质与采收率, 2001, 8(6): 5-8.
- [15] 胡玲. 显微构造概论[M]. 北京: 地质出版社, 1998: 137-141.
- [16] Morad, S. (1998) Carbonate Cementation in Sandstones: Distribution Patterns and Geochemical Evolution Special Publications of the International Association of Sedimentologists, Vol. 26, 1-26.
- [17] Khidir, A. and Catuneanu, O. (2003) Sedimentology and Diagenesis of the Scollard Sandstones in the Red Deer Valley Area, Central Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 51, 45-69.
- [18] 邱楠生, 李善鹏, 曾溅辉. 渤海湾盆地济阳拗陷热历史及构造——热演化特征[J]. 地质学报, 2004, 78(2): 263-269.
- [19] 曾溅辉. 东营凹陷第三系流体物理化学场及其演化特征[J]. 地质论评, 2000, 46(2): 212-219.
- [20] 龚育龄, 王良书, 刘绍文, 等. 济阳拗陷地温场分布特征[J]. 地球物理学报, 2003, 46(5): 652-658.
- [21] 苗建宇, 祝总棋, 刘文荣, 等. 济阳拗陷下第三系温度、压力与深部储层次生孔隙的关系[J]. 石油学报, 2000, 21(3): 36-40.
- [22] 李善鹏, 邱楠生. 应用镜质体反射率方法研究东营凹陷古地温[J]. 西安石油学院学报, 2003, 18(6): 9-13.
- [23] 钱峥, 李淳, 李跃, 等. 济阳拗陷深层砂岩储层成岩作用及其阶段划分[J]. 石油大学学报, 1996, 20(2): 6-11.
- [24] 吕希学, 钟大康, 朱筱敏, 等. 东营凹陷古近系砂岩储集层特征对比[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(3): 91-94.