

文章编号: 1001-6112(1999)02-0141-05

# 胡状集油田胡十二块注水 开发过程中储层动态变化研究

陈 亮<sup>1</sup> 吴胜和<sup>2</sup> 刘宇红<sup>2</sup>

(1. 中国石油天然气总公司石油勘探开发科学研究院开发所, 北京 100083; 2. 石油大学, 北京 102200)

摘要: 胡状集油田胡十二块经过近 10 年的注水开发, 储层的性质已发生了很大的变化。本文以注水开发前后相邻两口取心井(胡 12-20 和胡检 1 井)为研究“窗口”, 从储层物性、层内及层间非均质性和储层微观孔隙结构等 4 个方面来阐明本区储层的动态变化特征, 从而为提高开发效果提供重要的地质依据。

关键词: 胡状集油田; 储层; 非均质性; 动态变化; 注水开发

中图分类号: TE357.6

文献标识码: A

注水开发是我国大部分油田二次采油的开发措施。在注水开发过程中, 注入水不仅驱替油层中的油气, 而且对储层物性、非均质性和储层孔隙结构等有较大的影响, 使之与注水开发前有较大的差异。这种差异反过来又对注水开发效果及今后的三次采油效果有较大的影响。因此, 开展注水开发过程中储层性质动态变化研究具有很大的实际意义。

胡状集油田胡十二块位于东濮凹陷西部斜坡带中部, 是一个储层非均质性严重的断块层状油藏, 以扇三角洲沉积体系为主, 主要发育分流河道、河口坝、远砂坝和前三三角洲。胡十二块历时近十年的注水开发, 目前面临着严峻的开发形势, 综合含水率已达 90% 左右, 而采出程度仅为 12.46%, 为了改善开发效果, 本文根据注水开发前后相邻两口取心井(胡 12-20 和胡检 1 井)的岩心和测井资料等, 应用定量

图象分析、压汞、水驱油实验、储层敏感性试验等方法, 结合沉积相和成岩储集相的研究成果, 深入研究了本区注水开发过程中储层性质动态变化的机理和规律, 以指导油田后期开发, 为提高最终采收率服务。

## 1 储层物性变化特征

通过对胡 12-20 和胡检 1 井的岩心资料分析, 胡检 1 井的平均孔隙度、渗透率均比胡 12-20 井有所增大, 其中孔隙度、渗透率的低值更低, 高值更高, 这说明注水开发以后储层性质更加复杂, 非均质性更加严重。泥质含量的减少可能主要与注入水的长期驱替冲刷有关, 如表 1 所示。

表 1 胡 12-20 与胡检 1 井储层物性对比表

Table 1 Comparison of reservoir properties between wells Hu12-20 and HJ1

	孔隙度 (%)		渗透率( $10^{-3}\mu\text{m}^2$ )		泥质含量 (%)	
	胡 12-20	胡检 1	胡 12-20	胡检 1	胡 12-20	胡检 1
最小值	6.2	0.3	0.3	0.02	1.24	0.04
最大值	29.9	33.8	4528.0	8833.0	44.32	40.32
平均值	18.8	20.5	220.6	307.5	13.72	11.29

收稿日期: 1997-08-30

基金项目: 中国石油天然气总公司重点攻关项目((93)科字 64 号)

作者简介: 陈亮(1969-), 男(汉族), 江苏宝应人, 博士后, 从事油藏描述及地质统计学研究

另外,根据胡 12-20 井和胡检 1 井的岩心资料,对这两口井各小层储层物性进行同层同相对比分析,发现注水开发前后各小层渗透率的变化尤为明显,从表 2 可以看出其变化具有如下几个特点:

(1) 中高渗储层渗透率大都增大,且渗透率值愈高者其渗透率的升高幅度(绝对升高率)也越大。一般地,相对升高率为 20%~400%,个别达 2387%;含泥较多(含伊/蒙混层粘土)的低渗储层的

表 2 注水开发前后各储层渗透率动态变化特征表

Table 2 Dynamic variation of permeability of each layer at the pre- and post-waterflooding

小层	平均渗透率		渗透率绝对升高值 ( $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ )	渗透率相对升高率 (%)	主要相型
	H12-20 井	胡检 1 井			
7 <sup>1</sup>	327.1	325.6	- 1.5	- 0.5	河口坝、河道间
7 <sup>4</sup>	479.8	68.6	- 411.2	- 86	河道间、分流河道
7 <sup>5</sup>	340.2	419.3	79.1	23	河口坝
7 <sup>6</sup>	68.4	86.5	18.1	26	远砂坝、河口坝
8 <sup>1</sup>	46.2	55.0	8.8	19	前三角洲
8 <sup>2</sup>	91.5	198.1	97.6	106	远砂坝
8 <sup>3</sup>	120.3	65.8	- 54.5	- 45	河道间、河口坝
8 <sup>5</sup>	142.6	682.1	539.5	378	分流河道
8 <sup>6</sup>	182.2	627.7	445.5	245	分流河道
8 <sup>7</sup>	186.5	226.4	39.9	21	分流河道
8 <sup>8</sup>	41.3	121.7	80.4	195	河口坝
9 <sup>5</sup>	197.8	122.9	- 74.9	- 38	远砂坝
9 <sup>6</sup>	150.4	108.2	- 42.2	- 28	河口坝、河道间
10 <sup>1</sup>	106.8	421.1	314.3	294	河口坝
10 <sup>2</sup>	61.0	169.1	108.1	177	河口坝
10 <sup>3</sup>	24.9	62.7	37.8	152	河口坝、前三角洲
10 <sup>4</sup>	11.7	60.2	48.5	415	前三角洲、河口坝
10 <sup>5</sup>	18.9	78.2	59.3	314	河口坝、前三角洲
10 <sup>6</sup>	19.7	192.2	172.6	876	远砂坝
10 <sup>7</sup>	83.4	150.0	66.6	80	河口坝
10 <sup>8</sup>	92.0	57.8	- 34.2	- 37	远砂坝
11 <sup>1</sup>	102.5	220.1	117.6	115	河道间、分流河道
11 <sup>2</sup>	452.3	242.7	- 209.6	- 46	远砂坝
11 <sup>3</sup>	11.0	72.2	61.2	556	远砂坝、前三角洲
11 <sup>4</sup>	696.5	283.3	- 413.2	- 59	前三角洲、河口坝
11 <sup>5</sup>	21.5	326.2	304.7	1417	河口坝
11 <sup>6</sup>	16.3	51.2	35.8	220	远砂坝
11 <sup>7</sup>	12.1	300.9	288.8	2387	河道间、分流河道
11 <sup>8</sup>	14.4	265.6	251.2	1744	河口坝
11 <sup>9</sup>	85.7	98.3	12.6	15	河口坝
11 <sup>10</sup>	117.9	53.9	- 64	- 54	河口坝、前三角洲
12 <sup>1</sup>	43.3	219.4	176.1	407	分流河道、河道间
12 <sup>2</sup>	12.5	264.0	251.5	2012	分流河道、前三角洲

渗透率大都降低, 相对降低率一般为 0.5% ~ 50%。

(2) 分流河道微相主层序与河口坝微相砂体的渗透率升高幅度较大, 而远砂坝、河道间、分流河道微相上部层序砂体渗透率的升高幅度较小, 实际上大都降低。

(3) 弱胶结强溶解中-高孔高渗成岩储集相的渗透率升高幅度最大, 其次为中胶结中溶解中孔中渗和强胶结弱溶解低孔渗成岩储集相, 而杂基充填低孔低渗成岩储集相的渗透率一般降低。

当然, 渗透率降低的现象仅出现于个别层位中, 如分流河道微相的上部层序及远砂坝微相中, 其原因主要是由于这些层位中泥质含量较高, 其中的伊/蒙混层遇水膨胀产生水敏现象而造成渗透率降低。

## 2 储层层内非均质性变化特征

比较胡 12-20 井与胡检 1 井沉积微相相同且岩

性相同的同一小层内的非均质性参数(如表 3), 发现胡检 1 井的渗透率变异系数、突进系数和级差几乎都大于胡 12-20 井, 这说明在注水过程中储层的层内非均质性大都增强, 具体变化规律如下:

(1) 一般地, 注水开发后分流河道砂体的渗透率级差增加较大, 个别可达 1600 倍之多, 这与分流河道的非均质特征有较大的关系, 即渗透率呈正韵律, 中下部渗透率高, 孔道大, 易发生增渗速敏, 渗透率升高较多; 上部渗透率低, 且泥质含量相对较高, 在注水中渗透率升高较少, 甚至发生水敏。因此分流河道砂体在注水开发中多表现为层内非均质性增强的趋势。

(2) 河口坝砂体在注水开发过程中, 层内非均质性也有一定程度的增加, 但增加幅度比分流河道低, 其原因与河口坝砂体渗透率值及原始渗透率级差相对较低有关。

(3) 远砂坝砂体在注水开发过程中层内非均质性的变化较大。

表 3 同相带、同岩性层内非均质变化特征表

Table 3 Variation of intraformational heterogeneity at the same facies belt and lithology

小 层	胡 12-20 井					胡 检 1 井				
	相型	岩 性	$K_{max}$	$K_{ij}$	$K_{je}$	相型	岩 性	$K_{max}$	$K_{ij}$	$K_{je}$
7 <sup>5</sup>	河口坝	粉砂岩	189	1.5	2.9	河口坝	粉砂岩	709	1.8	11
8 <sup>3</sup>	河口坝	细-粉砂岩	423	6	302	河口坝	细-粉砂岩	940	11.2	940
8 <sup>4</sup>	远砂坝	粉砂岩	26	2.6	14	河口坝	粉砂岩	81	5.8	73
8 <sup>5</sup>	分流河道	细-粉砂岩	1531	3.1	61	河口坝	细-粉砂岩	1052	5.3	619
8 <sup>6</sup>	分流河道	砂砾-细砂岩	3331	1.9	101	分流河道	砂砾-细砂岩	3861	1.9	6
8 <sup>7</sup>	分流河道	砂砾岩	3301	2.9	103	分流河道	砂砾岩	4293	4.6	1638
8 <sup>8</sup>	河口坝	粉砂岩	49	2.1	12	远砂坝	粉砂岩	94	2.4	25
9 <sup>5</sup>	河口坝	细-粉砂岩	536	2.2	58	远砂坝	粉砂岩	559	6.4	119
9 <sup>6</sup>	河口坝	粉砂岩	1650	4.0	330	分流河道	粉砂岩	312	5.3	312
10 <sup>1</sup>	河口坝	细砂岩	230	1.7	3	远砂坝	粉砂岩	2055	2.7	16
10 <sup>2</sup>	河口坝	含砾粉砂岩	47	1.3	2	远砂坝	粉砂岩	492	4.2	22
10 <sup>4</sup>	河口坝	粉砂岩	153	2.2	6	前三角洲	粉砂岩	187	2.6	21
10 <sup>5</sup>	河口坝	粉砂岩	232	2.1	13	远砂坝	粉砂岩	330	1.9	41
10 <sup>6</sup>	远砂坝	粉砂岩	58	1.5	10	前三角洲	粉砂岩	523	1.9	4
10 <sup>7</sup>	河口坝	细-粉砂岩	1496	5.8	220	远砂坝	粉砂岩	355	2.1	12
10 <sup>8</sup>	河口坝	粉-含泥粉砂	360	4.1	56	远砂坝	粉砂-含泥粉砂岩	36	2.1	33
12 <sup>1</sup>	分流河道	含砾-粉砂岩	1580	2.9	658	分流河道	含砂砾岩-粉砂岩	8833	6.3	1194
12 <sup>2</sup>	分流河道	含砾-粉砂岩	724	4.6	517	分流河道	含砂砾岩-粉砂岩	958	4.9	56

表中:  $K_{max}$  为层内最高渗透率, 单位为  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $K_{ij}$  为层内渗透率突进系数(最高渗透率与平均渗透率之比);  $K_{je}$  为层内渗透率级差(最大渗透率与最小渗透率之比)。

### 3 储层层间非均质性变化特征

由于层间储层性质的不同,特别是粘土矿物和孔隙结构的差异,导致各层物性变化趋势和变化程度亦有差别。中高渗层孔道大,微粒易被迁移带出,渗透率增大,即发生增渗速敏,而一些低渗储层可能由于水敏性矿物的存在,粘土发生水化膨胀,堵塞喉道,渗透率则降低,这样,便加剧了层间矛盾。

对比胡 12-20 井和胡检 1 井的各项非均质参数(表 4)可以看出:注水开发后,各砂组的渗透率突进系数和渗透率变异系数一般都有不同程度的升高,平均渗透率也都升高,即胡检 1 井的层间非均质程度多大于胡 12-20 井的非均质程度,表明在水驱油过程中储层层间非均质性以增强为主要特征。

表 4 水驱油过程中储层层间非均质变化特征表

Table 4 Variation of interlayer heterogeneity during water-driving-oil process

砂组	井号	平均渗透率 ( $10^{-3}\mu\text{m}^2$ )	渗透率 级差	渗透率 突进系数
6 砂组	胡 12-20	150	30	2.36
	胡检 1	680	42	3.3
7 砂组	胡 12-20	210	4.9	1.75
	胡检 1	1050	17	3.4
8 砂组	胡 12-20	105	10	1.84
	胡检 1	180	4.8	1.9

### 4 储层孔隙结构变化特征

通过胡 12-20 井和胡检 1 井同一层位相同微相的储层微观孔隙结构的对比分析,可以发现,中-高渗储层水洗后孔道内的衬边粘土矿物多被冲洗掉,孔道增大,且连通性变好,即发生了增渗速敏。例如,观察胡检 1 井沙三中段 12 砂组 1 小层的 431 号样品的薄片发现,该岩样属弱胶结强溶解成岩储集相,注水后岩石胶结极为疏松,几乎无胶结物,薄片颗粒为点接触甚至呈悬浮状。

由此可见,孔道尤其是“大孔道”在注水开发中变得越来越大,相应地储层(尤其是高渗储层)的渗透率增高,从而加剧了注入水的“水窜”,影响油藏的开发效果。另一方面,一些泥质含量较高的砂体,孔

隙大小一般未发生变化,甚至有缩小趋势。

#### 4.1 微观水洗程度与沉积微相的关系

通过对胡检 1 井的岩石薄片观察,发现微观水洗程度与沉积微相之间具有一定的关系,即:

(1) 分流河道微相粗粒级砂体的微观水洗程度一般很强,但在胶结作用强的分流河道微相顶、底部位水洗程度极弱;

(2) 河口坝微相砂体的微观水洗程度一般中-强;

(3) 远砂坝微相砂体的微观水洗程度为中等,有的较弱或较强;

(4) 前三角洲亚相中的薄层砂体的水洗程度一般很弱。

#### 4.2 微观水洗程度与成岩储集相的关系

通过对胡检 1 的薄片观察和成岩储集相的研究,发现微观水洗程度与成岩储集相也有较密切的关系,即:

(1) 弱胶结强溶解成岩储集相的微观水洗程度一般很强;

(2) 中胶结中溶解成岩储集相的微观水洗程度一般中至强;

(3) 强胶结弱溶解成岩储集相的微观水洗程度一般中等,有时较强或较弱;

(4) 杂基支撑成岩储集相的微观水洗程度一般很弱。

## 5 结论

本区储层的水敏性相对较强,降渗速敏性较弱,但增渗速敏性较强。随着注水开发的进行,中-高渗储层易发生增渗速敏,而水敏性受到抑制,即由于注入水的冲刷,孔道间微粒被冲刷带走,孔道增大,渗透率升高,尤其是“大孔道”在注水开发中变得越来越大,微观非均质性增强,加剧了注入水的“水窜”,故油井出水严重;低渗储层特别是含泥多的低渗储层,则由于水敏性而使得渗透率降低。

由于储层孔隙结构和储层物性在注水过程中发生了动态变化,因此储层层间和层内非均质性亦相应发生变化。总体来说,储层非均质性在注水开发过程中不断增强,其中分流河道砂体的渗透率非均质程度的增强程度最大,其次为河口坝。本区较强的储层非均质性在注水过程中大大加剧了,从而严重影响了油田注水开发效果。

## 参 考 文 献

- 1 陈永生. 油田非均质对策论. 北京: 石油工业出版社, 1993

## DYNAMIC VARIATION OF RESERVOIR IN WATERFLOODING DEVELOPMENT IN NO. 12 FAULT BLOCK, HUZHUANGJI OILFIELD

CHEN Ling<sup>1</sup> WU Shenghe<sup>2</sup> LIU Yuhong<sup>2</sup>

(1. *Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, Beijing 100083, China;*

*2. University of Petroleum, Beijing 102200, China)*

### Abstract

Reservoir properties have greatly changed in No. 12 fault-block, Huzhuangji oilfield after the oilfield has been developed by waterflooding for about ten years. In this paper, two adjacent cored wells (Hu12-20 and HJ1), drilled at the pre- and post-waterflooding, are selected as "research window". Dynamic variation of reservoir is explained from the view of point of reservoir physical properties, intraformational and interlayer heterogeneities and reservoir micropore structure, which will provide important geological basis for improving oilfield development effect.

**Key Words:** Huzhuangji oilfield; reservoir; heterogeneity; dynamic variation; waterflooding development

---

(上接 140 页)

## EFFECTIVENESS OF NATURAL GAS SEALS IN THE WESTERN PART OF THE SOUTHERN FRINGE OF THE JUNGGAR BASIN

FANG Dequan SONG Yan XIA Xinyu

(*Geology Branch, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, Beijing 100083, China)*

### Abstract

Based on the restoration of the paleo-burial history and paleo-anormalous pressure of natural gas seals, the effectiveness of natural gas seals in western part of the southern fringe of the Junggar Basin has been evaluated combined with the hydrocarbon-generating and hydrocarbon-discharging time of major source rock. It is considered that the Anjihaihe Formation is the effective caprock for the Jurassic source rock, and the Sangonghe Formation and the Baijiantan Formations are effective for the Middle Permian one.

**Key words:** natural gas; cap rock; hydrocarbon source rock; the Junggar Basin