

# 低渗、特低渗油田注水开发见效见水受控因素分析

## ——以鄯善油田、丘陵油田为例

朱玉双<sup>1</sup>, 曲志浩<sup>1</sup>, 孙卫<sup>1</sup>, 阎林<sup>1</sup>, 梁晓伟<sup>1</sup>, 程行海<sup>2</sup>, 贾自力<sup>2</sup>, 马广明<sup>2</sup>

(1. 西北大学地质学系, 陕西西安 710069; 2. 吐哈油田公司丘陵采油厂, 新疆鄯善 838202)

**摘要:**以特低渗的鄯善油田和丘陵油田为例,对特低渗油田注水开发见效见水受控因素进行了分析,研究表明:①特低渗油田注水开发见效见水的控制因素有砂体的连续性、储层的物性非均质程度、射开层数、注采比及地层压力情况;②地饱压差低的特低渗油田,注采比及地层压力情况是注水见效见水的首要控制因素,这类油田应尽早注水保持地层压力;③在某一物性范围内,物性非均质程度比物性好坏对特低渗油田注水见效见水的控制作用更为突出。这一研究结果对同类油田生产具有一定的指导意义。

**关键词:**注水开发;见效见水;非均质;注采比;地层压力

**中图分类号:**P618.13 **文献标识码:**A **文章编号:**1000-274X(2003)03-0311-04

### 1 油田概况

鄯善油田、丘陵油田地处新疆吐鲁番地区的鄯善县境内,构造上属于台北凹陷鄯善弧形构造带,鄯善油田位于近弧顶偏西部位,丘陵油田位于弧形构

造带的西段,二者以一条北东向断裂相隔(见图1)。二油田的主力开发层系均为侏罗系三间房组油藏。丘陵油田自1990年发现后,于1995年8月全面投入注水开发,平均注水见效为13.4个月,见效后平均20.7个月见水。丘陵油田三间房组油藏于1997年底综合含水有了“零”的突破后,含水率上升较快,

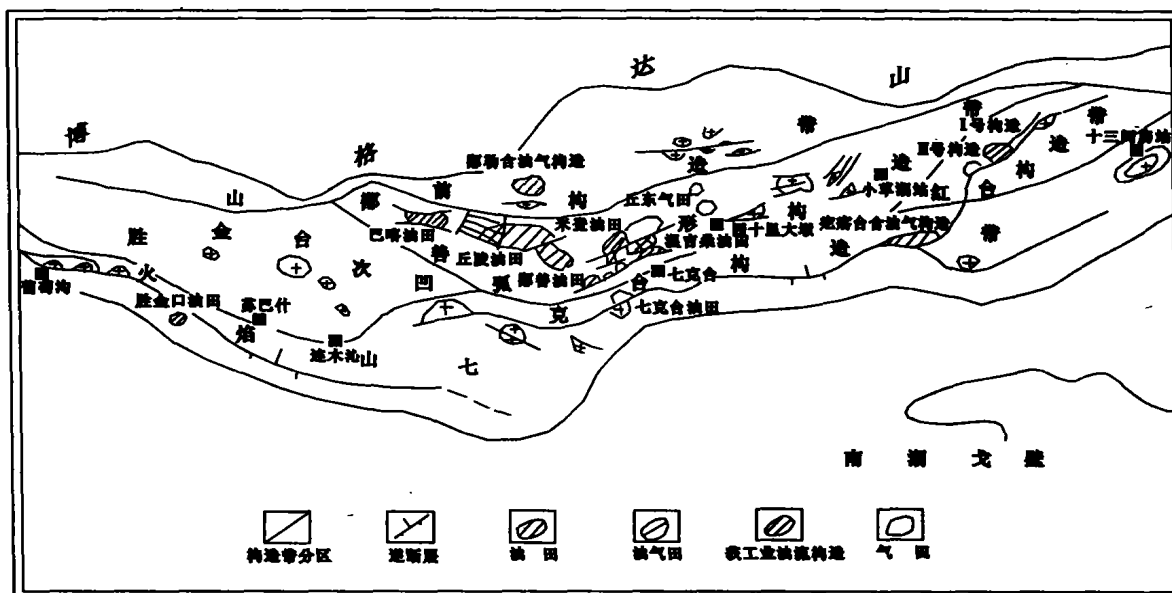


图1 鄯善油田、丘陵油田地理位置图

Fig. 1 The geography positions of Shanshan Oilfield and Qiling Oilfield

收稿日期:2002-10-08

作者简介:朱玉双(1969-),女,黑龙江大庆人,西北大学副教授,从事油气田开发研究。

同时采油量下降也较快,截至 2000 年 7 月综合含水已达 30.78%,采出程度为 11.98%。鄯善油田自 1991 年开始投产后,历经一年多的自喷开采,于 1992 年 3 月逐渐转入注水开发,平均注水见效为 3~8 个月,见效后平均 8~16 个月见水。鄯善油田三间房组油藏于 1992 年底综合含水为 0.7%,截至 1996 年 6 月综合含水达 19.67%,采出程度为 10.24%(见图 2)。可以看出:丘陵油田见效见水较晚,但含水上升较迅猛,鄯善油田见效见水较早,但含水是逐渐上升的;鄯善油田、丘陵油田开发层系相同,但见效见水情况差异较大,分析其原因对指导同类油田生产具有重要的意义。

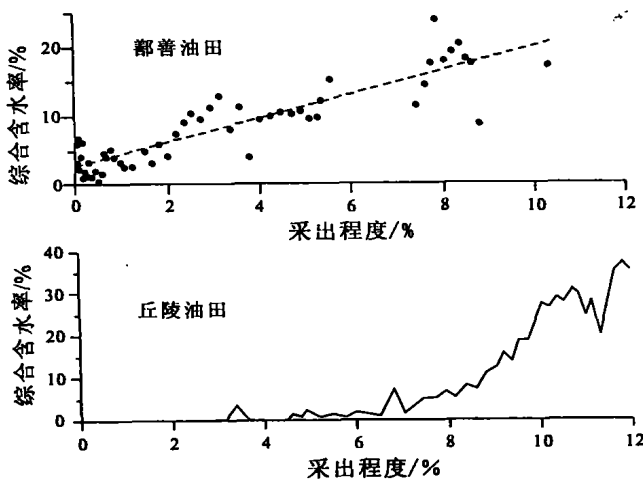


图 2 三间房组油藏综合含水与采出程度关系图

Fig. 2 The plot of the relation between combined water cut and recovery percent of reservoirs

## 2 见效见水控制因素

分析认为,造成鄯善油田、丘陵油田见效见水差异的原因来自以下几个方面。

### 2.1 构造因素

丘陵油田断裂发育、构造破碎。根据钻井、测井、动态资料以及地层精细划分对比的结果显示,丘陵油田(研究区块为陵二西区)断层较发育,共有断层 13 条,其中正断层 9 条,逆断层 4 条。这些断层为两组近于互相垂直的断层,一组平行于构造长轴方向呈近东西向展布,另一组与前者近于垂直呈南北向展布。两组断层形成时间不同,断层间相互切割,造成丘陵油田陵二西区三间房组油藏如同“打碎的瓷盘”,破碎严重,结果是砂层相互错开,小层不对应,连片性差,使区内渗流单元复杂化。这是丘陵油田陵二西区见效见水晚的原因之一。鄯善油田只发育两

条大的断层,一条为西北部边界的逆断层,另一条为近南北向的中央平移断层,将鄯善油田分为东区和西区。此外,在构造东部和西部还分布 9 条小断层,并且均分布在构造边部。所以,鄯善油田三间房组油藏东区和西区主体部位未受断层错断,砂层连续性好,小层对应连片,区内渗流单元基本仍受着原始的沉积成岩因素的控制,生产中便于控制。这是鄯善油田见效见水较早的原因之一。

### 2.2 射开层数

丘陵油田陵二西区平均单井射开小层数为 9 层(截至 2000 年 6 月),平均单井受效层数为 4.7 层(占射开层数的 52%),受效方位与受效层数之比为 1~2 之间,平均为 1.42,即具有多层单向受效的特点。鄯善油田平均单井射开层数为 5 层(截至 1997 年 7 月),平均单井受效层数为 3.3 层(占射开层数的 66%),受效方位与受效层数之比为 1~2 之间,平均为 1.46,也具有多层单向受效的特点。可以看出,鄯善油田射开层数虽然较少,但受效层数占射开层数的比例却较大,而丘陵油田射开层数虽然较多,但受效层数占射开层数的比例却较小。这是由于射开层数越多,层间干扰越大,油井一旦见水,即在某一方向形成水流通道后,则在该方向水相渗透率加大,就更加加剧了层间干扰,同时也会加剧平面矛盾<sup>[1]</sup>,往往出现暴性水淹,后果严重。所以,在注水开发中油层射开层数不宜过多,并且应在射开前研究层间的相宜性,尽量少或不射开最小吸水层渗透率以下的层<sup>[2]</sup>,以最大限度地减少层间干扰。其他油田生产也证明,射开层数过多及射开厚度过大,开采效果并不好<sup>[2]</sup>。

### 2.3 储层物性及非均质程度

鄯善油田、丘陵油田三间房组油藏可分上、下两个油组,即上油组和下油组。下油组为一套扇三角洲沉积,上油组为辫状河三角洲沉积,水流的主体方向是从东向西,使三间房组的砂体主体上也沿近东西向展布。鄯善油田、丘陵油田所处的地理位置不同,其沉积特征、储层物性及非均质程度也不同(见表 1,2)。由表 1 可以看出,丘陵油田三间房组油藏的储层物性明显好于鄯善油田,特别是储层渗透率,前者较后者高出近  $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,而丘陵油田见效见水却晚于鄯善油田,说明储层物性状况从某种意义上讲不是控制注水见效见水的主控因素。从渗透率非均质程度看(见表 2),变异系数、级差和突进系数均表现为丘陵油田较鄯善油田大。一般渗透率的变异系数、级差和突进系数越大,表明非均质程度越强<sup>[3]</sup>,

故丘陵油田三间房组油藏储层非均质程度较鄯善油田强,注水开发中前者较后者更易发生注水前沿突

进,造成含水率骤然上升。所以,渗透率非均质程度是控制注水开发油田见效见水的重要因素。

表1 不同沉积单元物性统计

Tab. 1 The statistics of physical property in different sedimentary unit

油组	孔隙度/%		渗透率/ $\mu\text{m}^2 \times 10^{-3}$		砂层组	孔隙度/%		渗透率/ $\mu\text{m}^2 \times 10^{-3}$	
	丘陵	鄯善	丘陵	鄯善		丘陵	鄯善	丘陵	鄯善
上油组	13.00	12.20	10.44	5.68	S <sub>1</sub>	12.24	12.25	7.23	5.89
					S <sub>2</sub>	13.28	12.17	11.63	5.55
					S <sub>3</sub>	13.07	11.76	11.46	5.32
下油组	12.87	11.71	9.19	5.44	S <sub>4</sub>	13.17	11.58	8.99	5.55
					S <sub>5</sub>	12.15	11.74	6.48	5.55

表2 不同沉积单元渗透率非均质程度统计

Tab. 2 The statistics about heterogeneous extent of physical property in different sedimentary unit

沉积单元	变异系数		级差		突进系数	
	丘陵	鄯善	丘陵	鄯善	丘陵	鄯善
上油组	0.404	0.136	4.733	1.882	2.041	1.203
下油组	0.388	0.185	11.444	2.002	2.241	1.310
S <sub>1</sub>	0.169	0.037	1.610	1.069	1.314	1.052
S <sub>2</sub>	0.374	0.133	4.733	1.885	1.831	1.231
S <sub>3</sub>	0.347	0.193	2.711	1.906	1.797	1.277
S <sub>4</sub>	0.165	0.092	1.848	1.232	1.357	1.129
S <sub>5</sub>	0.232	0.218	1.975	1.694	1.219	1.285

#### 2.4 注采比及地层压力

鄯善油田原始地层压力为 28.8 MPa,饱和压力为 18.2 MPa。据物质平衡法计算,当注入水有 3% 发生外流时要保持地层压力稳定或回升,注采比不能小于 1.05<sup>[4]</sup>。从累计注采比和地层压力关系看:当累计注采比为 1.0 时,地层压力可保持在 28.0 MPa 左右;当累计注采比为 0.8 时,地层压力可保持在 25.0 MPa 左右;当累计注采比为 0.7 时,地层压力可保持在注采开发下限 23.0 MPa。由此可知,鄯善油田三间房组油藏在注水开发中,将累计注采比控制在 0.8~1.1 范围,就可满足地层压力恢复与控制合理的注采平衡压力(25.0 MPa)。鄯善油田三间房组油藏 1992 年间注采比为 0.53,1993 年间为 0.98,1994 年间为 1.04,1995 年间为 0.96,1996 年间为 1.42。可以看出,1992 年注采比较低,但随着后续注采比的提高(开始为逐渐提高注采比),加之油层砂体构造破坏也不严重,砂体连续性好,非均质较弱,压力传递较容易且传递均匀,含水率呈逐渐上升之势。截至 1996 年底,历年累计注采比为 0.96,达到了注采压力平衡的要求,表明三间房组油藏整体处于相对良性“循环”之中。

丘陵油田三间房组油藏原始地层压力为 26.55 MPa,饱和压力为 22.73 MPa,地饱压差低。从累计注采比和地层压力关系来看,当累计注采比为 1.1 时,地层压力保持在 26.55 MPa 左右。其 1995 年间注采比为 0.88,1996 年间为 0.99,1997 年间为 1.51,1998 年间为 1.21,1999 年间为 1.47,2000 年半年间为 1.46。可以看出,1995 年、1996 年注采比较低(注采比小于 1),至 1997 年注采比却猛增至 1.5,1998 年虽降至 1.21,但仍高于 1.1,1999 年、2000 年注采比保持在较高水平。这可能是丘陵油田含水率在 1997 年底有了“零”的突破后迅速上升的又一重要原因。产生这一结果是由于丘陵油田三间房组油藏构造破碎,砂体连续性差,非均质又较强,使渗流单元复杂化,注入水在地质体中缓慢的向油井流动,注水见效见水较慢。但是,若注采比过大,水井周围压力过高,注入水将以最快的速度沿少数通道向油井突进,使油井含水迅速增加,产量急剧下降。

丘陵油田在高的注采比下,地层能量并未得到有效的补充。因为,在高注采比下,注入水沿少数井一层一方向前进,受效的也只有这少数井一层一方向,其他大多数井一层一方向受效微弱或未受效,结果油井

的压力提高不上来,水井的压力还可能较高。从油井周围地层压力看,1995 年底以来陵二西区一直处于地层压力低于饱和压力下开采,1997 年由于注采比提高,地层压力也有所回升,但仍低于饱和压力。这说明地层中已有游离的天然气,这些小气泡由于贾敏效应使油层中油、水的流动都增加了阻力,对原油的开采极为不利。在这种情况下,产生贾敏效应的一个个小气泡会对注入水压力的传递产生阻隔作用,从而油井见效见水较晚。但是,一旦注入水在高注水压差(高注采比)下,沿某一通道快速达到生产井,在该通道上的水相渗透率将大大超过其他方向的水相渗透率,导致油井见水后含水迅速增加,产量快速降低。

经压力测试,丘陵油田在注水井周围所测的地层压力均在饱和压力之上,并且随着时间的推移注水井周围压力不断上升,说明在注水井周围流体排泄不通畅造成憋压。据统计,截止 1999 年底,注水井平均井底压力为 49.56 MPa,已接近地层破裂压力 50~53 MPa,注水井平均地层压力 30.54 MPa,注水压差 19.02 MPa。上述情况表明,丘陵油田三间房组油藏油井周围急需恢复地层压力,但由于注水井井底平均压力已接近地层破裂压力,单靠增大注水压力、增加单井注入量并不太奏效,所以需尽快调整完善注采井网,增加注水(井)点,提高注采井数比,从而达到增加区块注入量,提高注采比,逐步恢复地层压力的目的。

### 3 结 论

1) 特低渗油田注水开发见效见水的控制因素有砂体的连通性、储层物性的非均质程度、射开层数、注采比及地层压力情况。前两者是客观因素,后三者是受主观控制的因素,要加强对客体的认识,以便更好地控制客体,更好更高效地开发客体。

2) 地饱压差低的特低渗油田,注采比及地层压力情况是注水见效见水的首要控制因素,一旦控制不好,使地层压力降至饱和压力之下,将出现见效见水晚,见水后含水急剧上升的局面。对于这类油藏应及早进行精细描述,找准层位注好水。

3) 在某一物性范围内,物性非均质程度对特低渗油田注水见效见水的控制作用更为突出。

### 参考文献:

- [1] 李道品. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京:石油工业出版社,1997.
- [2] 李劲峰,曲志浩,孔令荣,等. 用微观模型组合实验研究最低吸水层渗透率[J]. 石油学报,2000,21(1):55-59.
- [3] 夏位荣,张占峰,程时清,等. 油气田开发地质学[M]. 北京:石油工业出版社,1999.
- [4] 孙 卫,曲志浩,岳乐平,等. 鄯善油田东区油藏注水开发的油水运动规律[J]. 石油与天然气地质,1998,19(3):190-194. (编辑 张银玲)

## The controlling factors analysis about waterflood response in special low permeability sandstone oilfield: taking Shanshan Oilfield and Qiuling Oilfield as examples

ZHU Yu-shuang<sup>1</sup>, QU Zhi-hao<sup>1</sup>, SUN Wei<sup>1</sup>, YAN Lin<sup>1</sup>,

LIANG Xiao-wei<sup>1</sup>, CHENG Xing-hai<sup>2</sup>, JIA Zi-li<sup>2</sup>, MA Guang-ming<sup>2</sup>

(1. Department of Geology, Northwest University, Xi'an 710069, China; 2. Qiuling Oil Production Factory, Tuha Oilfield, Shanshan 838202, China)

**Abstract:** The controlling factors about waterflood response in special low permeability sandstone oilfield are analysed. The study is useful reference to directing the similar oilfields. The research indicates that the controlling factors about waterflood response in special low permeability sandstone oilfield are the continuity of sand, the heterogeneous extent of reservoir's physical property, the number of opened layers, the injection-producing amount ratio and the formation pressure, and the research indicates the injection-producing amount ratio and the formation pressure are the chief factors that control the waterflood response when the difference of formation pressure and saturation pressure is low, the water should be injected as soon as possible, and also indicates the heterogeneous extent of reservoir's physical property is more important than physical property to control the waterflood response in the sandstone oilfield in some times.

**Key words:** waterflood development; waterflood response; heterogeneous extent; the injection-producing amount ratio; formation pressure