

# 延长油田滞后注水区注水开发特征及效果

段景杰, 李珮, 陈芳萍, 王敏, 石彬, 丁磊

陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院, 西安 710075

**摘要** 延长油田地理位置处于黄土高原之中, 水资源匮乏, 地面条件恶劣, 早期开发未实施注水, 且井网很不规则。为高效开发石油资源, 近年采取补救性注水开发, 取得了显著的增油效果, 但也暴露了很多问题。本文通过注水区产量、含水、地层压力、注水压力、注采比及采收率分析, 研究了延长低渗透油田注水开发特征, 评价注水开发效果及注水参数的适应性。不同的油藏性质表现出不同的注水开发特征, 反映了对不同注水技术政策的需求。延安组底水油藏和弱底水发育的延长组长 2 油藏, 储层物性相对较好, 渗透率在  $2.0 \times 10^{-3} \sim 80 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间, 在温和注水条件下, 储层流体以孔隙渗流为主, 注水各向受效均衡, 油田原有不规则井网基本适应。延长组长 6 油藏为裂缝性岩性油藏, 储层物性差, 渗透率在  $0.3 \times 10^{-3} \sim 2.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间, 注水开发受储层裂缝及砂体展布方向影响较大, 油田原有不规则井网注水适应性差, 方向性含水上升快, 后期调整困难, 沿裂缝强化注水方式很难在老井区实施。指出针对长 6 油藏不规则井网, 常规堵水、调剖措施将是改善注水开发效果的有效途径, 并提出增加注水井的“多量少注”的注水开发方式的设想。针对长 6 油藏纵向多油层复合连片的特点, 提出分层注水的必要性。

**关键词** 鄂尔多斯盆地; 低渗透油田; 注水; 井网; 采收率

**中图分类号** TE348

**文献标识码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2012.35.005

## Characteristics and Effects of Waterflooding Development in the Delayed Waterflooding Areas of Yanchang Oil Field

DUAN Jingjie, LI Pei, CHEN Fangping, WANG Min, SHI Bin, DING Lei

Research Institute, Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Co., Ltd., Xi'an 710075, China

**Abstract** Yanchang Oil Field is located in the Loess Plateau, where the water resource is deficient and the ground conditions are hostile. In the oil field, waterflood had not been implemented and the well pattern was very irregular in the early development stage. In the recent years, for the efficient development of oil resources, a remedial waterflooding development mode has been implemented. The analysis on oil production, water cut, formation pressure, injection pressure, injection production ratio, and recovery is very important. The waterflood characteristics of Yanchang low permeability reservoirs are analyzed and studied in details and the waterflooding development effect and its influence factors are evaluated based on the waterflood practices of three major reservoirs in Yanchang Oil Field in order to provide the theoretical guidance for the efficient waterflooding development of Yanchang Oil Field. Different reservoir properties show different waterflooding development characteristics and need different waterflood policies. For the bottom water reservoirs of Yan'an formation, and the Chang 2 reservoirs of Yanchang formation, with weak bottom water development, the physical reservoir properties are relatively good with the permeability range of  $2.0 \times 10^{-3} \sim 80 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , under the conditions of mild waterflood, the movement of reservoir fluid is mainly percolation among pores, all directions receive injected water evenly and the original irregular well pattern is basically suitable. Chang 6 reservoir of Yanchang Fm. is a fractured lithologic reservoir with poor physical properties, e.g. the permeability is of  $0.3 \times 10^{-3} \sim 2.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , the waterflooding development is significantly impacted by the fracture directions and sand body distribution directions. The waterflood adaptability for the original irregular well pattern of the oil field is poor due to rapid increase of directional water cut and difficulties in late-stage adjustment. In addition, the strengthened waterflood mode along fractures is difficult to be implemented in the old well areas as well. It is concluded that for the irregular well pattern of Chang 6 reservoir, the measurement involving conventional water plugging and profile control would be an effective way to improve the waterflooding

收稿日期: 2012-10-25; 修回日期: 2012-11-06

作者简介: 段景杰, 高级工程师, 研究方向为油气田开发, 电子信箱: duanjingjie1998@163.com

development effect. At the same time, a waterflooding development mode idea for increasing the amount of water injection wells and controlling the injection rate of each injection well is proposed. In addition, based on the features of Chang 6 reservoir, that is, there are many small vertically layers, the necessity for separate-zone water injection is put forward.

**Keywords** Ordos Basin; low permeability oil field; water injection; well pattern; recovery ratio

## 0 引言

延长油田位于鄂尔多斯盆地二级构造的陕北斜坡上,区内断层不发育。钻井揭示地层自上而下分别为第四系、白垩系、侏罗系、三叠系。其中三叠系延长组的长2、长4+5、长6、长8及侏罗系延安组的延6、延9、延10砂岩组为主力油层。根据储量规模大小、沉积背景和成藏条件差异,延长油田主要有3大类油藏,即长6油藏、长2油藏和延安组油藏。长6油藏是主要受岩性因素控制的特低渗透油藏,具有储层物性差、油层数多、纵向上复合连片的特点,渗透率 $0.3 \times 10^{-3} \sim 2.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;长2油藏主要受岩性因素控制、局部具有弱边底水特征,渗透率 $2.0 \times 10^{-3} \sim 20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;延安组为边底水发育的岩性-构造油藏,渗透率 $5.0 \times 10^{-3} \sim 80 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。整个延长油田的油藏埋深200—2600m,原始地层压力1.4—21.5MPa,压力系数0.7—0.8,且资源品质差,是典型的低渗、低压、低产油藏,补充地层能量是开发这类油藏的关键<sup>[1]</sup>。虽然延长油田早在1907年打成并投产了国内陆上第一口油井—延1井,有100多年的开发历史,但其注水开发起步较晚,注水程度较低。主要因为油田主体处于黄土高原内,地面条件恶劣,油田各部分整合之前开发和经营情况复杂,尤其东部水资源匮乏。根据鄂尔多斯盆地内延长油田及长庆油田开发经验,靠自然能量开发,采收率低于10%<sup>[2]</sup>。同类型油藏若能科学开发,采取适当措施<sup>[3-11]</sup>,采收率可达20%—30%<sup>[12]</sup>。延长油田近10年来加强了注水工作力度,取得显著效果。本文主要分析3类主力油藏的注水开发特征,评价注水开发效果及注水参数的适应性,为油田下步注水开发工作提供参考。

## 1 延安组底水油藏注水开发

以D区块为例。D区块延10油藏埋深1750m,含油面积4.5km<sup>2</sup>。油藏边底水发育,属岩性-构造油藏。油层砂岩厚度19.8m,有效厚度(油层)8.8m,孔隙度16.5%,渗透率 $79.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。原始地层压力13.4MPa,压力系数0.77。区块于1999年10月投产,于2001年10月注水,注水井主要选择在油藏边部。区块开发井总数为34口,其中采油井27口,注水井7口,油水井数比3.9:1。井网形式为接近300m井距的不规则井网。

D区块注水后开发动态特征较为复杂,注水见效的同时,存在明显的注水开发矛盾,经过不断的动态分析和跟踪调整,注水开发效果逐步稳定。

(1) 油井含水随构造变化明显。

区块开发初期综合含水率30%。由于油藏为具有边底水能量的油帽子油藏,平面上,油井含水率随构造变化明显。中心高部位含水率低且产量高,个别油井初期日产油12.0t以

上,而含水率低于10%。从中心向边部低部位,含水率逐渐增加,个别油井含水率达80%。

(2) 油井产能较高,注水效果明显,后因含水率快速上升,产量迅速递减。

区块油井产能较高,初期平均单井日产油8.2t。区块开发2a后实施注水,注水2个月后油井陆续见效,水井周围各个方向的油井均见到注水反应。构造高部位井产油量增加,含水稳定,但构造低部位油井产量增加,含水率初期稳定,随后明显上升,含水率上升后油井产量减少。整个区块注水后稳产33个月,随后产量因综合含水率快速上升而迅速递减。截至2010年末,区块平均单井日产油3.1t,综合含水率72.5%。水淹关井9口(其中2口井关井半年后再开井生产,含水率90%左右),另有4口井含水率高于90%。区块注水见效期采油速度3.5%,2010年采油速度1.2%。

(3) 注采参数优化、调整起到稳油控水作用。

区块初期单井日注水30—50m<sup>3</sup>,平均42m<sup>3</sup>,注水第3年因油井含水快速上升,多次调整注水量,2010年末,单井日注水量15—25m<sup>3</sup>,平均22m<sup>3</sup>,注水量调整后注采比也相应变化,由初期的1.3变为0.8。同时调整、优化油井工作制度,控制流压2.5—3.5MPa。注采参数调整后,含水率上升速度明显降低,递减率也逐渐减小,在童氏图版(ER为最终采收率)中含水与采出程度曲线斜率变小,开发趋势转好(图1),达到稳油控水的效果。

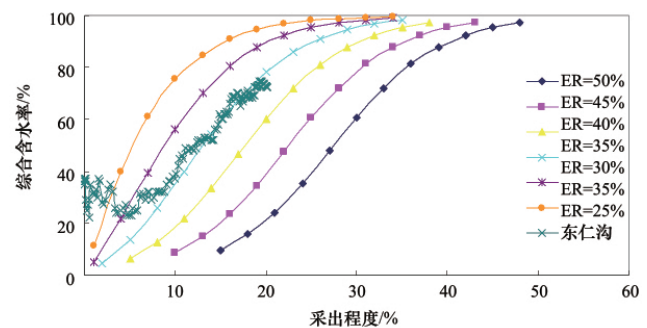


图1 D区块延10油藏综合含水率与采出程度曲线

Fig. 1 Curve of general water cut and recovery degree for the Yan 10 reservoir in block D

(4) 储层物性好,水井各个方向的油井都见到注水反应。

延安组储层物性相对较好,储层导流能力较强,区块注入压力不高,初期平均3.0MPa,2010年末注入压力平均5.5MPa。平面上,压力分布均衡,水井各个方向的油井都见到注水反应,注水开发过程中地层压力水平始终保持在原始地

层压力水平的 55%—65% 之间(表 1), 反映能量补充和消耗处于一种平衡状态, 能量利用充分。

表 1 D 区块延 10 油藏地层压力统计

Table 1 Formation pressure list for the Yan 10 reservoir in block D

测压时间	压力/MPa	压力水平/%
原始压力	13.4	100.0
2004-06	7.9	59.0
2005-09	7.4	55.2
2006-05	7.6	56.7
2007-09	7.3	54.5
2008-10	8.5	63.4
2010-04	8.2	61.2

(5) 递减分析及采收率预测。

2005—2006 年, 因含水率快速上升, 区块月产量按指数递减规律递减, 采油速度也急剧下降(表 2)。多次调整注采参数后, 2007—2010 年, 区块月产量按调和递减规律递减。2010 年末区块采出程度 23.5%。采用丙型水驱曲线预测最终采收率为 41.05%。

表 2 D 区块延 10 油藏开发指标统计

Table 2 Development index list for the Yan 10 reservoir in block D

年份	含水率/%	综合递减率/%	采油速度/%
2001	30.5	-102.5	2.8
2002	30.1	-8.2	3.4
2003	33.5	-4.8	3.5
2004	38.4	14.4	3.0
2005	53.1	11.2	2.7
2006	60.3	21.2	2.2
2007	66.5	15.2	1.8
2008	71.6	11.3	1.5
2009	73.8	8.9	1.3
2010	72.5	5.6	1.2

D 区块注水开发初期, 个别油井长期在较快的采油速度下采油, 流压较低, 初期平均注采比 1.3, 但注水井主要分布在油藏边部, 边部局部井组注采比可达到 1.7 以上, 最高采油速度 3.5%, 采油速度和注采比都比较高, 强注快采造成边底水锥进, 使含水率快速上升, 产量迅速递减。调整注采参数后, 开发效果得到明显改善, 说明延安组油藏宜采用温和注水、温和采油方式注水开发。

## 2 延长组长 2 油藏注水开发

以 L 区块为例。L 区块长 2 油藏埋深 750m, 含油面积 16km<sup>2</sup>。油藏具有微弱的边底水能量, 受岩性、构造双重因素控制, 属岩性-构造油藏。砂岩厚度 28.8m, 有效厚度 12.8m, 孔隙

度 16.4%, 渗透率 18.95×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>。原始地层压力 6.2MPa, 压力系数 0.83。区块开发井总数为 320 口, 其中采油井 235 口, 注水井 85 口, 油水井数比 2.8:1。井距约 200m, 井网形状为不规则面积井网。

L 区块 2004 年前采用枯竭方式开发, 资料缺失严重, 粗略统计 2004 年之前总采出程度不足 4%, 而地层压力已经由 6.2MPa 损耗到 0.8MPa 左右, 年综合递减率 10% 以上, 综合含水率 70% 并有继续增加趋势。2004 年 10 月区块首批转注 10 口井, 第 2 批于 2005 年 6 月转注 15 口井, 第 3 批于 2006 年 2—7 月转注 46 口井, 随后逐步完善井网至 2010 年末 85 口注水井。

L 区块注水后, 开发动态特征发生明显变化, 注水效果显著。

(1) 注水后油井产量持续上升, 含水率下降。

区块初期靠天然能量开发, 产量递减较快, 2004 年初平均单井日产油 0.97t, 含水率 70%, 之后产量继续下降, 含水率持续上升, 最高达到 75%, 至 2004 年末, 平均单井日产油 0.90t, 注水后产量有所上升, 至区块大面积注水后, 区块产量上升幅度加大, 含水率下降, 2010 年末区块平均单井日产油 2.1t, 含水率 66%(图 2)。分析注水后含水率下降的原因, 是因为当地层压力较低时油相渗流能力降低, 油藏产水量增加, 当地层压力回升, 油相渗流能力恢复, 油井产油量增加, 产水量相对下降。

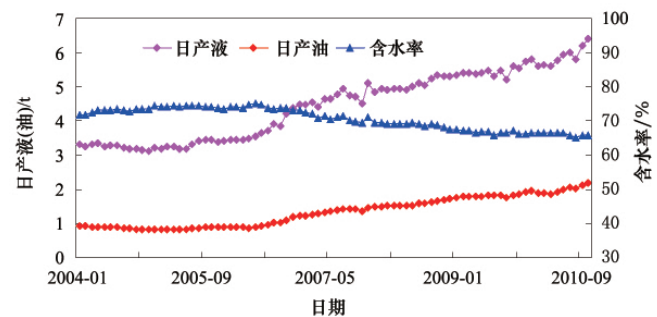


图 2 L 区块油区采油曲线

Fig. 2 Curve of oil production index in block L

(2) 注水见效井多, 多向受效井较单向受效井增油幅度大。

区块注水后油井见效率达 94%, 油井产量、含水率受注水受效方向影响明显。

三向及其以上受效井平均日产油 3.4t/d, 平均含水率 58.1%; 双向受效井平均日产油 2.2t/d, 平均含水率 52.5%; 单向受效井平均日产油 1.2t/d, 平均含水率 67.5%; 无一线水井控制的油井平均日产油 0.6t/d, 平均含水率 82.5%。

(3) 注水后地层压力逐步回升。

区块原始地层压力 6.2MPa, 枯竭式开发阶段地层压力下降至 0.8MPa 左右, 近 3 年测压资料显示, 地层压力逐步回升, 2010 年已达 2.6MPa(表 3), 为原始地层压力的 42%。该区块累计注水 228.5×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>, 仍累计地下亏空 198.2×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>。

表 3 L 区块长 2 油藏地层压力统计

Table 3 Formation pressure list for the Chang 2 reservoir in block L

年份	测试井数/口	注采比	平均地层压力/Mpa
2008	13	0.98	1.90
2009	9	1.02	2.18
2010	19	1.05	2.60

(4) 层系、井网、注水方式适应性分析。

L 区块长 2 砂岩组由 2—3 个单砂层组成,各小层间的隔夹层发育较差,分布不稳定,对层间所起的分隔性有限,但各小层间的物性较接近,采用一套层系混合注水开发,吸水剖

面反映出大多数水井各层吸水较均匀,至 2010 年末只有 11 口井进行过分层注水或调剖措施。从各项开发指标分析,区块井距较均匀,井网不规则,井网呈多种形式:近似反九点、反七点、反五点。区块注水速度温和,注采比接近 1.0,注水以来未出现明显注水开发矛盾,反映出温和注水方式补充地层能量对该区块基本适应。2010 年末采出程度 10.2%,预测最终采收率 26.0%(表 4)。

长 2 油藏采用天然能量开发至地层压力降到原始地层压力的 20% 以下后,采用温和注水方式对油藏补救性注水补充能量,使地层能量逐步恢复,各项开发指标逐渐转好,达到了注水提高采油速度和最终采收率的目的。

表 4 L 区块长 2 油藏主要开发指标统计表

Table 4 Main Development index list for the Chang 2 reservoir in block L

年份	平均单井日产油/t	综合含水率/%	平均单井日注/m <sup>3</sup>	注采比	采油速度/%	采出程度/%	自然递减/%	综合递减率/%
2003	0.97	68.8	0	—	0.8	3.6	—	—
2004	0.91	73.6	8.2	—	0.7	4.3	10.1	10.1
2005	0.90	75.4	11.0	0.29	0.7	5.0	3.0	3.0
2006	1.09	75.0	12.5	0.69	0.7	5.7	2.2	2.2
2007	1.34	71.6	13.5	0.92	0.9	6.6	-18.2	-18.2
2008	1.59	69.5	16.0	0.98	1.0	7.6	-9.6	-9.6
2009	1.81	67.6	17.0	1.02	1.2	8.8	-5.5	-6.2
2010	2.07	66.0	15.5	1.04	1.4	10.2	-9.4	-11.0

### 3 延长组长 6 裂缝性岩性油藏注水开发

以 S 区块为例。长 6 油藏埋深 1500m,含油面积 12km<sup>2</sup>。油藏主要受岩性因素控制,油层厚度大、纵向多油层复合连片。主力层长 62 砂岩组包括 4 个单砂层,砂岩厚度 35.2m,有效厚度 22.8m,储量丰度 88×10<sup>4</sup>t/km<sup>2</sup>,孔隙度 12.5%,渗透率 0.99×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>。原始地层压力 11.0MPa,压力系数 0.73。区块开发井总数为 111 口,其中采油井 92 口,注水井 19 口,油水井数比 4.8:1。井距约 260m,不规则面积井网。区块 1999 年开发,2001 年 7 月—2003 年 1 月陆续转注 19 口井。

S 区块储层物性差,裂缝发育,注水见效的同时,也暴露了明显的注水开发矛盾。

(1) 不同注水时机,注水开发效果差异大。

S 区块整体为滞后注水开发,为研究注水时机对油田开发效果的影响,粗略地将水井所控制的一线油井区看成是滞后注水区,一线油井以外的油井看成是未注水开发区,将油井投产晚于水井注水的区域看成是超前注水区。统计 11 口非注水区油井、6 口超前注水区油井和 15 口滞后注水区油井,发现超前注水区油井投产初期产量高,稳产时间长,投产 7a 后平均单井产量 4.5t/d;滞后注水区注水后,产量逐步回升,注水 7a 后平均单井产量 3.5t/d;非注水区产量一直下降,但是随着开发时间的延长,产量递减幅度减小,同期相比,平均单井产量 1.2t/d。

超前注水、滞后注水和非注水情况下,开发 7a 产量之比

为 3.8:2.9:1,超前注水是非注水产量的 3.8 倍,是滞后注水产量 1.3 倍。由此看来,长 6 油藏注水时机越早越好。注水不仅提高了油井产能,还使油井长期稳产并提高最终采收率。

(2) 井网适应性差,方向性含水上升快导致油井产量递减。

S 区块投产初期平均单井产油 6.5t/d,综合含水率 20%,投产初期产量递减较快,单井产量最低降至 4.0t/d,2002 年末大规模注水后产量逐步恢复,单井产油最高达 5.7t/d,稳产 29 个月,随后因区块综合含水率上升,产量也随之递减,2010 年末单井日产油 2.0t/d,综合含水率 62%(开发过程含水资料严重缺失),区块因水淹关井 21 口(图 3)。

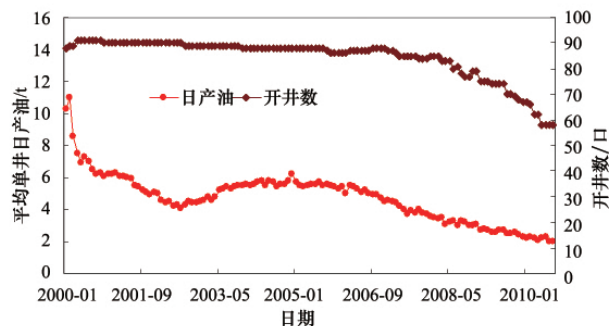


图 3 S 区块长 6 油藏采油曲线  
Fig. 3 Curve of oil production index for the Chang 6 reservoir in block S

S 区块裂缝研究资料表明,主裂缝方向为北东  $56.2^\circ$ —北东  $72.5^\circ$ 。平均北东  $65.3^\circ$ ,砂体展布方向亦为北东向,区块早期开发井网形状不规则,区块水井主要由油井转注,投产前都经过大规模压裂,油水井裂缝联通关系复杂,水井各个方向都有水淹井和高含水井,而以北东向居多,约占 70%,可见裂缝方向、砂体方向及含水上升方向大体一致,反映不规则井网形式的注水适应性差,且后期调整困难。2007—2010 年区块月产量按指数规律递减。2010 年末采出程度 11.9%,递减法预测采收率 17.2%。

区块初期单井日注水  $35\text{—}45\text{m}^3$ 。根据油井动态反映,多次调整单井配注量,2010 年为  $15\text{—}20\text{m}^3$ 。初期注采比 1.3,2007 年后注采比 0.7—0.8。区块水井注水压力持续上升,由初期 2.8MPa 上升至 2010 年 8.3MPa(图 4),反映储层物性差,导流能量差的特点。

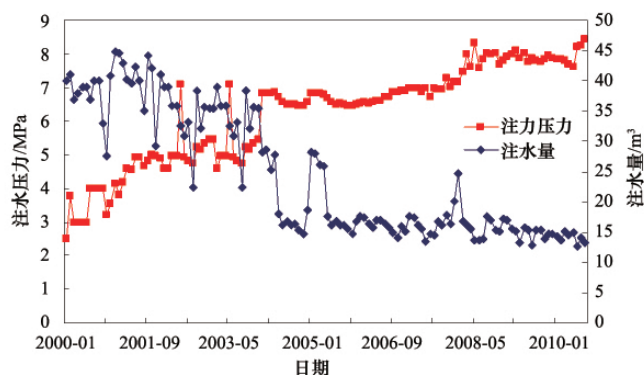


图 4 S 区块长 6 油藏注水曲线

Fig. 4 Waterflooding curve for the Chang 6 reservoir in block S

长 6 超低渗透油藏注水开发效果受注水时机影响显著,超前注水好于滞后注水,滞后注水好于不注水。因储层物性差,注水效果受裂缝影响严重,沿裂缝方向含水上升快,垂直裂缝方向注水见效慢,井网不规则,井网适应性差。

#### 4 结论及建议

根据不同类型油藏注水开发特征和开发效果分析,油藏地质条件是决定注水开发效果的根本因素,不同油藏开发效果差异较大,反映了对不同注水技术政策的需求。

(1) 延安组油藏和延长组长 2 油藏在温和注水条件下,储层流体以孔隙渗流为主,注水各向受效均衡。油田原有不规则井网形式基本适应。对于 D 区块延安组底水油藏适宜采用边部注水开发,控制注采比 0.8—1.0,控制井底流压 2.5—3.5MPa,温和注水、放慢采油,可有效地抑制边底水推进,使油井长期稳产,提高原油采收率。L 区块长 2 油藏在温和注水条件下注水开发效果明显,近 7a 的注水开发过程中并未出现突出的注水开发矛盾。控制注采比和采油速度是开发此类油藏的技术关键。

(2) 延长组长 6 超低渗透油藏因储层物性差,注水开发受储层裂缝及砂体展布方向影响较大,油田原有不规则井网

形式注水适应性差,方向性含水率上升快,且后期调整困难,长庆安塞油田等沿裂缝强化注水的成功经验很难在延长老井区实施。常规堵水、调剖措施将是改善注水开发效果的有效途径。建议探索增加注水井的“多点少注”的注水开发方式的可行性。另外针对长 6 油藏具有纵向多油层复合连片的特点,宜及早实施分层注水以提高油藏水驱动用程度。建议在新区开发中注重有效井网的确定,提高注水开发效果。

#### 参考文献 (References)

- [1] 李道品, 罗迪强. 低渗透油气田研究与实践 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1998: 201—230.  
Li Daopin, Luo Diqiang. Research and practice of low permeability oil and gas field[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 201—203.
- [2] 赵文琪, 姚长江, 王晓东, 等. 衰竭式开采条件下原油采收率的确定[J]. 国外油田工程, 2010, 26(2): 1—2.  
Zhao Wenqi, Yao Changjiang, Wang Xiaodong, et al. Foreign Oil Field Engineering, 2010, 26(2): 1—2.
- [3] 李忠兴, 杨克文. 鄂尔多斯盆地低渗透油田注水开发的调整与优化[J]. 西安石油学院学报: 自然科学版, 2003, 18(6): 43—46, 57.  
Li Zhongxing, Yang Kewen. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2003, 18(6): 43—46, 57.
- [4] 赵刚, 杨云学, 张茂森, 等. 提高特低渗透油藏注水开发效果方法研究[J]. 内蒙古石油化工, 2007, 33(9): 84—86.  
Zhao Gang, Yang Yunxue, Zhang Maosen, et al. Inner Mongolian Petrochemical Industry, 2007, 33(9): 84—86.
- [5] 康晓珍, 张德强, 任雪艳. 油田注水开发效果评价方法研究[J]. 辽宁化工, 2011, 40(11): 1152—1155.  
Kang Xiaozhen, Zhang Deqiang, Ren Xueyan. Liaoning Chemical Industry, 2011, 40(11): 1152—1155.
- [6] 金控联, 蒋远征, 杨秋莲, 等. 安塞油田注水开发技术研究[J]. 西北地质, 2008, 41(1): 115—120.  
Jin Shuanlian, Jiang Yuanzheng, Yang Qiulian, et al. Northwestern Geology, 2008, 41(1): 115—120.
- [7] 岳耀怀. 低渗透油田注水开发技术方法[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2012, 32(1): 154.  
Yue Yaohuai. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2012, 32(1): 154.
- [8] 杨士萍. 低渗透油藏注水开发实践及效果分析[J]. 特种油气藏, 2007, 14(S1): 54—56.  
Yang Shiping. Special Oil & Gas Reservoirs, 2007, 14(S1): 54—56.
- [9] 杜鑫, 李艳婷, 蔺美丽, 等. 低渗透油田注水效果分析[J]. 石油化工应用, 2011, 30(1): 27—29.  
Du Xin, Li Yanting, Lin Meili, et al. Petrochemical Industry Application, 2011, 30(1): 27—29.
- [10] 姜必武, 牛彦良, 欧瑾, 等. 不稳定注水提高非均质油藏水驱开发效果研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2005, 24(4): 45—46.  
Jiang Biwu, Niu Yanliang, Ou Jin, et al. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2005, 24(4): 45—46.
- [11] 张玉荣, 闫建文, 杨海英, 等. 国内分层注水技术新进展及发展趋势[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(2): 102—107.  
Zhang Yurong, Yan Jianwen, Yang Haiying, et al. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(2): 102—107.
- [12] 牛彦良, 李莉, 韩德金, 等. 低渗透油藏水驱采收率计算新方法[J]. 石油学报, 2006, 27(2): 77—84.  
Niu Yanliang, Li Li, Han Dejin, et al. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(2): 77—84.

(责任编辑 吴晓丽)