

文章编号:0253-9985(2012)05-0796-06

水动力改变液流方向技术在低渗透油藏中的应用

——以新疆宝浪油田宝北区块为例

李伟才^{1,2}, 崔连训³, 赵蕊³

(1. 中国地质大学 资源学院, 湖北 武汉 430074;

2. 中国地质大学 构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北 武汉 430074;

3. 中国石化 河南油田分公司 第二采油厂, 河南 南阳 473400;)

摘要:针对低渗透油田水驱采收率低、水驱效果差、液流方向单一等问题,以新疆宝浪油田宝北区块为例,对水动力改变液流方向技术在低渗透油藏中的应用进行了相关研究。首先从水动力改变液流原理出发,总结出调整注水井、调整采油井和采油井转注3种水动力改变液流的工作原理。其次,结合油田实际地质及生产情况,从注水井增补及开发层位调整方面,对油田52口生产井制订了改变液流方向的具体措施。最后,利用油藏数值模拟技术对上述措施进行了评价,预测措施实施后15年综合含水率上升6.36%,产油量增加 26.51×10^4 t,日产油增加59.34 t/d。预测结果表明,水动力改变液流方向技术应用在宝北区块这样的高含水、低渗透油藏中能取得较好效果。该技术可有效抑制低渗透储层含水率上升,增加单井产量,提高储层水驱采收率。

关键词:改变液流方向技术;数值模拟;水驱采收率;低渗透油藏;宝浪油田;新疆

中图分类号:TE312 **文献标识码:**A

Using hydrodynamic force to change flow direction in low-permeability oil reservoirs

—an example from the Baobei block in Baolang oilfield, Xinjiang

Li Weicai^{1,2}, Cui Lianxun³ and Zhao Rui³

(1. Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei 430074, China;

2. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education,
China University of Geosciences, Wuhan, Hubei 430074, China;

3. No. 2 Oil Production Plant, SINOPEC Henan Oilfield Company, Nanyang, Henan 473400, China)

Abstract: The development and production of low-permeability oil reservoirs have been staggered by problems such as low recovery factor and low efficiency of waterflooding, singular direction of fluid flow and etc. How to effectively develop this kind of reservoirs therefore has gained more and more attention around the world in recent years. The paper discussed a study on the application of a flow direction changing method with hydrodynamic force in the Baobei block of the Baolang oilfield in Xinjiang Autonomous region. The study suggests that there are three ways of changing flow direction with the hydrodynamic force: water injector adjustments, producer adjustment and conversion of producers to injectors. Based on practical geological and production data of the oilfield, the study offered practical measures for changing flow direction in 52 producers through infilling injectors and adjusting producing layers. An evaluation was also carried out by using reservoir numerical simulation model to check the effectiveness of these measures during the study. The model predicts increases in comprehensive water cut by 6.36%, oil production by 265,100 tons and daily oil output by 59.34 tons fifteen years after the meas-

收稿日期:2012-01-09;修订日期:2012-07-21。

第一作者简介:李伟才(1983—),男,博士研究生,油气田开发地质。

基金项目:中国石化河南油田分公司重点项目(2007026216);中央高校基本科研业务费专项资金项目(CUGL100249)。

ures being taken. Based on the prediction, the paper comes to the conclusion that the method can effectively impede water cut increasing, increase single production, and enhance waterflooding recovery factor in oil reservoirs with low permeability.

Key words: flow direction change method, numerical simulation, water-flooding recovery factor, low-permeability reservoir, Baolang oilfield, Xinjiang

通过改变油田注采系统来改变储层中的液流方向,借以实现油田注水开发调整的技术称为水动力改变液流方向技术^[1-4],其主要目的是提高注入水波及系数。该技术是改善高含水期油田注水开发效果的一种简单易行、经济有效的方法。改变液流方向主要是通过改变生产井生产制度来改变液流方向,强化注采系统,以达到提高注入水波及体积系数、提高地下存水率、增加可采储量的目的^[5-6]。

新疆宝浪油田宝北区块平均孔隙度为11.9%~15.1%,平均渗透率为 $5.6 \times 10^{-3} \sim 56.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于典型低孔低渗储层^[7-9]。经历10余年注水开发后,油田采出程度为18.05%,综合含水率为61.39%,已进入中高含水期,地下油水分布关系复杂,水驱效果差。目前,区块局部已出现连片水淹区^[10-12]。本文通过动态监测和数值模拟技术,确定了区块剩余油相对富集区域,针对零散、孤立分布的剩余油区域,利用水动力改变液流方向技术提高了水驱采收率。

1 改变液流方向技术的基本原理

改变液流方向技术的基本工作原理是:稳定注水一段时期后,油层中会形成固定的水流方向,

通过改变注入水量或注入水压力,将高含油饱和度区的原油驱替出来,或在微观上改变渗流方向引起水相渗透率的变化来提高可流动油饱和度,最终达到改善水驱动用状况、提高驱油效率的目的。改变液流方向可以通过调整注水井注水制度、调整采油井生产制度、或将采油井转注等措施来实现。

1.1 调整注水井

调整注水井工作制度主要是改变注水井注入量或注入压力,打破原有注采系统,从而实现液流方向的改变。对一个相对稳定的注采系统,在正常注水条件下,液流流线分布如图1a所示。在注水井与采油井连线的主流线上由于两端压力相当,生产井之间易形成滞流区,导致剩余油富集。调整注水井生产制度:注水井1继续注水、注水井2停注(或减小注水压力),则滞流区内剩余油将向注水井2处移动,注水井1附近部分储量将得到动用、水驱效果将得到改善(图1b)。

1.2 调整采油井

在低渗透储层中,由于裂缝或相对高渗区往往较为发育,注入水通常沿着裂缝或相对高渗区直接流入附近的采油井,位于低渗区的采油井并

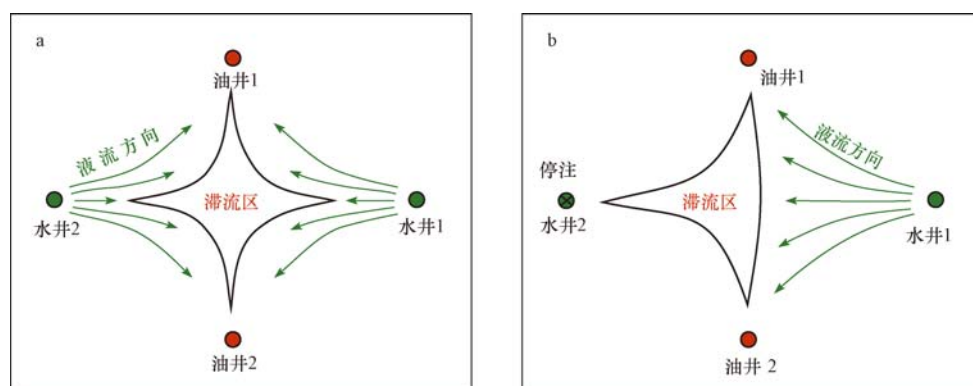


图1 封堵注水井前、后液流方向示意图

Fig. 1 Schematic diagram showing the flow direction before and after plugging a water injectors

a. 封堵前;b. 封堵后

不见效,导致注入水利用率较低^[13-16]。图2a为采油井1封堵前液流方向,图2b为采油井1封堵后液流方向。封堵前采油井1附近由于存在相对高渗透区,注水井1和注水井2注入的水很快沿高渗区直接流入采油井1,对其周围采油井基本不见效。封堵采油井1后,高渗区两端压力相当,使得注入水开始流向相对低渗区,导致液流方向发生改变,相对低渗区采油井附近储量得到动用。

1.3 采油井转注

采油井转变成注水井不仅可以改变液流方向,也可增加受效方向,动用更多储量。图3中采油井1转注之前,采油井大部分均为单向受效,其储量动用状况较差(图3a);采油井1转注后(图3b),液流方向发生改变,原来单向受效的采油井均变为双向受效,同时也增加了注采井数比。值得注意的是,通过采油井转注改变液流来提高水

驱采收率是有限的。

2 改变液流方向技术在宝北区块的应用

宝浪油田宝北区块位于新疆焉耆盆地中部的一个主要含油气低隆起区。该区块自1996年2月投入试采,1997年6月开始注水开发,2000年对井网进行加密调整,目前各类生产井100余口(图4)。宝北区块断层十分发育,加之储层物性较低,导致区块油水运动规律异常复杂,水驱效率低。在利用动态监测和数值模拟方法确定的剩余油富集区内,本文针对零散、孤立分布剩余油区域,从注水井增补和开发层位调整两个方面制定了改变液流的具体措施。

2.1 注水井增补

低渗油藏由于其渗透率较低,注采压差较大,

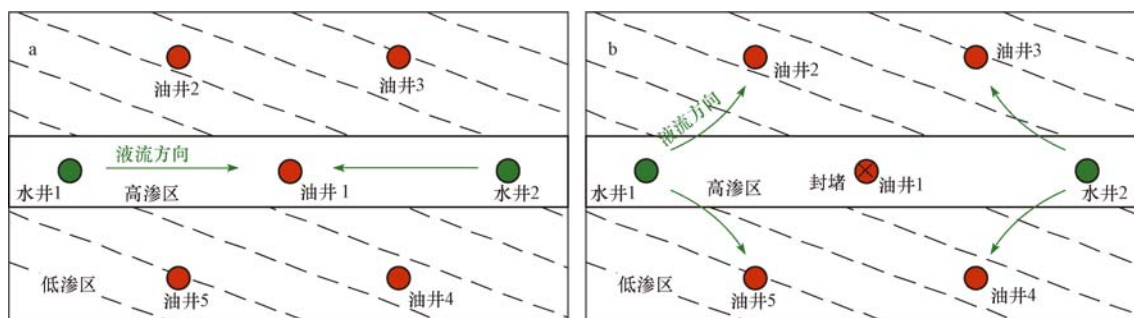


图2 封堵高渗区采油井前、后液流方向示意图

Fig. 2 Schematic diagram showing the flow direction before and after plugging producers in area of high-permeability

a. 封堵前;b. 封堵后

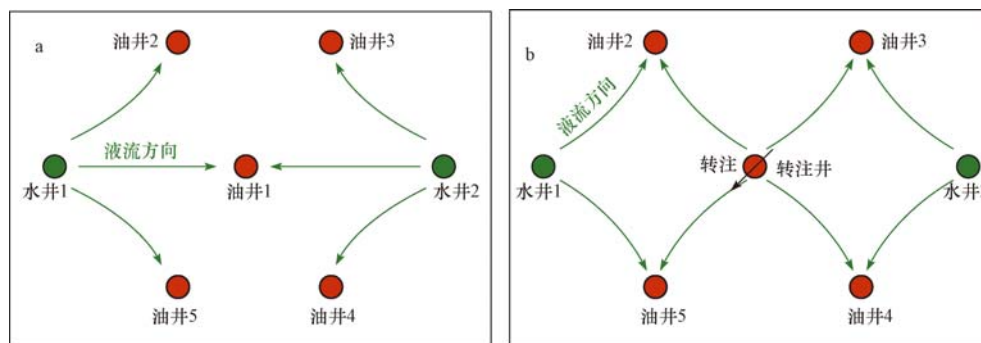


图3 采油井转注前、后液流流线分布示意图

Fig. 3 Distribution of flow streamline before and after turning a producer to an injector

a. 转注前;b. 转注后

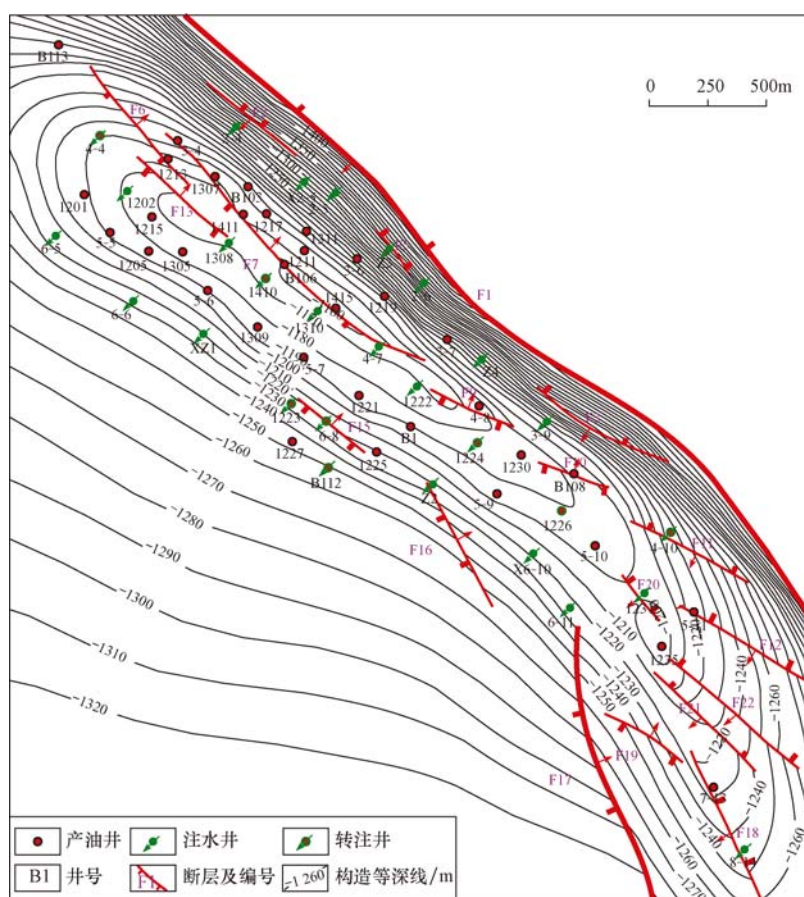


图4 宝北区块油、水井井位分布

Fig. 4 Location of producers and injectors in the Baobei block

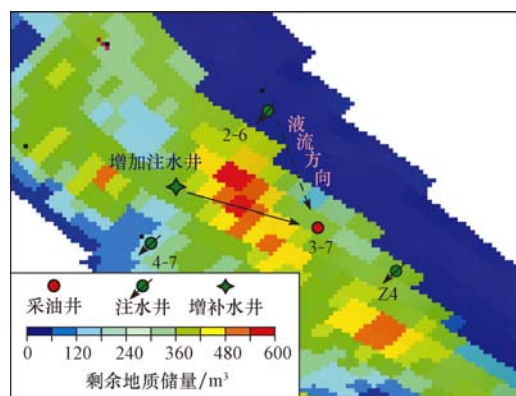
在开采过程中较容易形成裂缝,导致油水井间存在优势通道,注入水往往沿着优势通道直接流入采油井,注入水利用率很低(图5)。3-7井组 II_1^2 小层周围虽然有四口注水井,但由动态分析可知,3-7井的主要受效方向只有2-6井,其余注水井基本对3-7井不见效,可以断定2-6井与3-7井之间存在裂缝或优势通道,导致3-7井西部剩余油相对富集。

针对上述情况,可将注水井2-6井停注,在原有液流方向上旋转一定角度增加一口注水井,实现液流方向的改变(图5),图中虚线为原液流方向,实线为措施后液流方向。

2.2 开发层位调整

由剩余油分布规律可以看出,宝北 II_2^2 小层中南部B101井东部剩余油富集,主要是由于目前注采井网不完善,注入水利用率低,液流方向单一造成(图6a)。图6b为采取措施后液流方向,其措施

为:加密一口采油井,调整一口注水井注水层位(1235井),转注一口采油井(6-12井)。采取措施后,该井组液流方向变化较大,注采井数比由2:3提高到5:2,注水利用率高,波及系数将大大提高,有助改善B101井组附近水驱状况。

图5 宝北区块 II_1^2 小层3-7井附近液流改变方向示意图Fig. 5 Schematic diagram showing flow direction change near the well 3-7 of the II_1^2 layer in Block Baobei

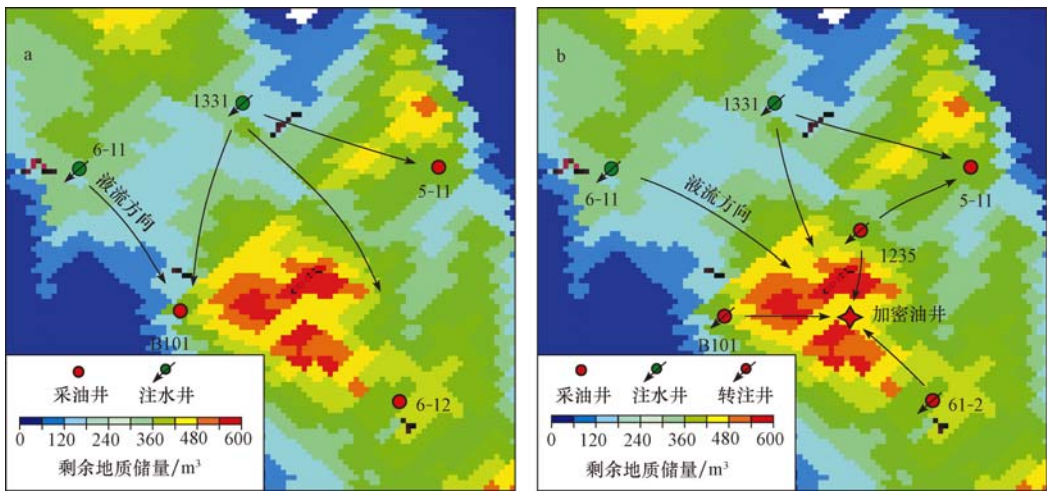


图 6 宝北区块Ⅱ₂ 小层 B101 井附近液流方向改变示意图

Fig. 6 Schematic diagram showing flow direction change near the well B 101 of the Ⅱ₂ layer in Block Baobei
a. 改变液流前;b. 改变液流后

2.3 措施制定

根据上述思路,结合区块地质特征及剩余油分布规律,选取区块Ⅰ+Ⅱ油组作为试验,对水淹严重的采油井和注水无效的注水井实施转注或封堵,封堵 15 口采油井和 18 口注水井,转注 5 口采油井,加密 8 口采油井和 6 口注水井,共计改变液流方向 52 口井(表 1)。

2.4 效果评价

应用油藏数值模拟技术对区块未来十五年生产状况进行了数值模拟,预测了区块在目前井网下和采取措施后累计产油量、累计产水量、采出程度、综合含水率等生产指标(表 2;图 7)。在目前井网条件下,十五年末区块累计产油 30.99×10^4 t,累计产水 43.91×10^4 m³,综合含水 67.33%,日产油 8.59 t/d,日产水 22.18 m³/d;措施实施后,十五年末区块累计产油 56.50×10^4 t,累计产水 103.97×10^4 m³,综合含水 73.69%,日产油 67.93 t/d,日产水 238.40 m³/d。措施实施后,综合含水率虽然上升

6.36%,但可增加产油量 26.51×10^4 t,增加日产油 59.34 t/d。

3 结论

1) 低渗、特低渗油藏由于自身储层特征,经过一段时间注水开发后,层内往往会形成相对高渗区或裂缝,导致注入水液流方向单一,注

表 1 改变液流方向井号及小层数

Table 1 Wells and layers with flow direction changed

措施	井号	井数/口	小层数/层
封堵采油井	B111, B113, 3-6, 5-5, 1201, 5-9, 1219, 6-5, 1227, 6-8, 1300, 7-13, 1311, 1313, 1327	15	24
封堵注水井	1226, 5-4, Z2, 1308, 6-6, Z3, 1410, 6-11, Z4, 2-4, 6-13, 3-9, X6-10, X4-51, 2-6, X2-5, XZ1	18	32
采油井转注	B101, 1235, 1333, 1335, 6-12	5	13
加密采油井	O2, O3, O4, O5, O6, O7, O8, O9	8	12
加密注水井	W2, W3, W4, W5, W6, W7	6	17

表 2 目前井网和措施实施后预测结果对比

Table 2 Comparison of the predicted results with and without measures taken on current well pattern

生产指标	累计产油/(10 ⁴ t)	累计产水/(10 ⁴ m ³)	综合含水率/%	日产油/(t·d ⁻¹)	日产水/(m ³ ·d ⁻¹)
目前井网	30.99	43.91	67.33	8.59	22.18
措施实施后	56.50	103.97	73.69	67.93	238.40
对比	25.51	60.06	6.36	59.34	216.22

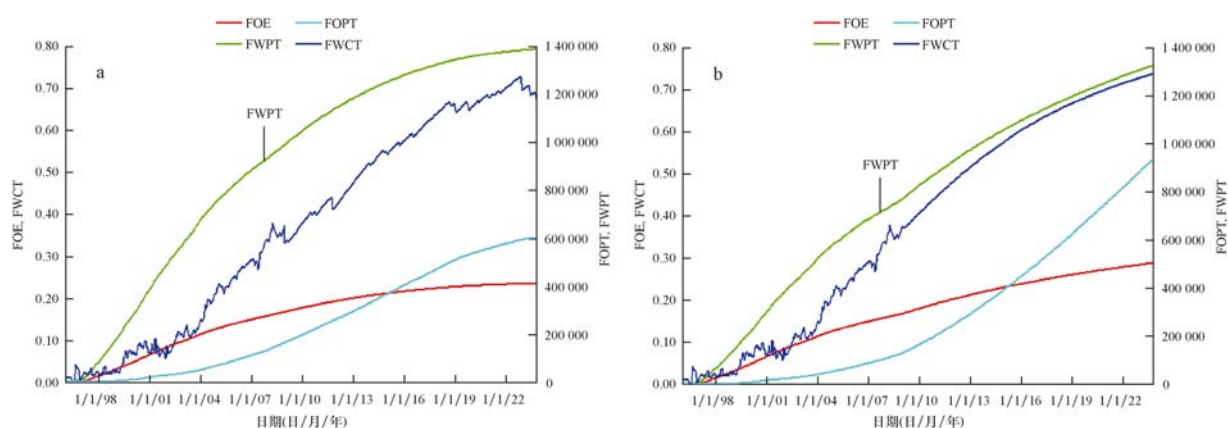


图7 数值模拟预测曲线

Fig.7 Prediction curve of reservoir numerical simulation

a. 目前井网条件;b. 措施实施后

FOE. 采出程度;FWPT. 累计产水量, m^3 ; FOPT. 累计产油量, m^3 ; FWCT. 综合含水率

入水体积波及系数降低, 区块含水上升快, 水淹严重。

2) 水力改变液流方向技术主要针对高含水开发中后期油藏, 其原理主要是打破已有注采关系、重新调整注采系统、提高注入水波及体积, 是改善高含水期油田注水开发效果的一种简单易行、经济有效的方法。

3) 依据水力改变液流原理制定的具体措施, 可有效提高像宝北区块这样的低渗透油藏水驱采收率, 也为其他低渗透油藏的高效开发, 提供理论依据及研究思路。

参考文献

- [1] 孙恒, 蒋康宁, 牛世忠. 红岗油田萨尔图油藏改变液流方向试验研究[J]. 长江大学学报(自然科学版)理工卷, 2007, 4(3): 50-53.
Sun Heng, Jiang Kangning, Niu Shizhon. Experimental study on changing fluid flowing direction in Saertu reservoir of Honggang Oilfield[J]. Journal of Yangtze University(Nat Sci Edit)Sci & Eng, 2007, 4(3): 50-53.
- [2] 俞启泰, 谢绪权, 罗洪. 改变液流方向可行性评价公式[J]. 断块油气田, 2000, 7(3): 29-32.
Yu Qitai, Xie Xuquan, Luo Hong. A formula for evaluating feasibility of changing direction of fluid flow[J]. Fault-block Oil & Gas Field, 2000, 7(3): 29-32.
- [3] 周书院, 陈雷, 解立春, 等. 改变液流方向技术在安塞油田王窑区中高含水期措施挖潜中的应用[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2007, 29(3): 423-425.

Zhou Shuyuan, Chen Lei, Xie Lichun, et al. Application of fluid diversion technique at high water-cut stage of Wangyao block in Ansai Oilfield[J]. Journal of Oil and Gas Technology (J · JPI), 2007, 29(3): 423-425.

- [4] 常毓文, 袁士义, 于立君, 等. 克拉玛依油田厚层块状特低渗透油藏的开发调整方案[J]. 石油学报, 2006, 27(4): 67-70.
Chang Yuwen, Yuan Shiyi, Yu Lijun, et al. Development technology for extra low permeability massive conglomerate reservoir of Karamay Oil Field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(4): 67-70.
- [5] 计秉玉. 国内外油田提高采收率技术进展与展望[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(1): 111-117.
Ji Bingyu. Progress and prospects of enhanced oil recovery technologies at home and abroad[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1): 111-117.
- [6] 全洪慧, 朱玉双, 张洪军, 等. 储层孔隙结构与水驱油微观渗流特征——以安塞油田王窑区长6油层组为例[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(6): 952-960.
Quan Honghui, Zhu Yushuang, Zhang Hongjun, et al. Reservoir pore structure and micro-flow characteristics of water flooding: a case study from Chang-6 reservoir of Wangyao block in Ansai oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(5): 952-960.
- [7] 黄郑, 李伟才, 姚光庆, 等. 分流动单元确定储层单相启动压力梯度方法[J]. 大庆石油学院学报, 2010, 34(2): 60-63.
Huang Zheng, Li Weicai, Yao Guangqing, et al. A model for single phase threshold pressure gradient based on flow units in low permeability reservoir[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2010, 34(2): 60-63.

(下转第810页)

- Geology, 2005, 26(6): 742–753.
- [31] 艾永华, 杨静, 高春. 陕北米脂依托资源优势打造中国第一盐都[J]. 陕西日报, 2010–11–25.
- Ai Yonghua, Yangjing, Gaochun. Mizhi county in the north of Shanxi province depending on resource advantage is building the first salt city in China[J]. Shaanxi Daily, 2010–11–25.
- [32] 叶成林, 王国勇, 何凯, 等. 苏里格气田储层宏观非均质性——以苏53区块石盒子组8段和山西组1段为例[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(2): 236–244.
- Ye Chenglin, Wang Guoyong, He Kai, et al. Macro heterogeneity of reservoirs in Sulige gasfield—a case study of the 8th member of the Shihezi Formation and the 1st member of the Shanxi Formation in the Su53 Block [J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(2): 236–244.
- [33] 李明瑞, 宴伟坦, 蔺宏斌, 等. 鄂尔多斯盆地神木地区上古生界盖层物性封闭能力与石千峰组有利区域预测[J]. 中国石油勘探, 2006, 23(5): 21–25.
- Li Mingrui, Dou Weitan, Lin Hongbin, et al. Evaluation on sealing ability of Upper Paleozoic caprocks physical property and favorable targets prediction of Shiqianfeng formation in Shenmu region, Ordos Basin[J]. China petroleum exploration, 2006, 23(5): 21–25.
- [34] 侯瑞云. 大牛地气田盒一段低孔渗砂岩储层特征[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 467–478.
- Hou Ruiyun. Reservoir characteristics of low porosity and permeability sandstone of Member I of Xiashihezi Formation in Daniudi gas field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 467–478.

(编辑 高岩)

(上接第801页)

- [8] 秦飞, 李伟才, 张磊, 等. 宝浪油田宝北 I + II 油组不同流动单元开发效果研究[J]. 石油地质与工程, 2011, 25(2): 69–71, 75.
- Qi Fei, Li Weicai, Zhang Lei, et al. The research on development effect of different flow units in the I + II reservoir of Baobei block in Baolang oilfield [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2011, 25(2): 69–71, 75.
- [9] 秦飞, 姚光庆, 李伟才, 等. 宝北低渗储层不同流动单元相对渗透率曲线的建立及应用[J]. 地质科技情报, 2011, 30(3): 72–76.
- Qin Fei, Yao Guangqing, Li Weicai, et al. Establishment and application of relative permeability curve on different flow units in low permeable reservoir of baobei Block [J]. Geological Science and Technology Information, 2011, 30(3): 72–76.
- [10] 王峰. 低渗透油藏井网加密试验研究[J]. 特种油气藏, 2006, 13(3): 60–62.
- Wang Feng. Well pattern infill test study for low permeability reservoir[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2006, 13(3): 60–62.
- [11] 涂彬, 丁祖鹏, 刘月田. 火烧山油田 H3 层裂缝发育特征与剩余油分布关系[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(2): 229–235.
- Tu Bin, Ding Zupeng, Liu Yuetian. Correlation of remaining oil distribution and fracture development in H–3 reservoir of Huo-shaoshan oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(2): 229–235.
- [12] 蔡厥珩, 周吉培, 黄红兵. 评价注水油田注水利用率的一种新方法[J]. 特种油气藏, 2006, 13(2): 40–42.
- Cai Jueheng, Zhou Jipei, Huang Hongbing. A new evaluation method of the utilization factor of water injection in waterflood-
- ding oilfield[J]. Special Oil and Gas Reservoir, 2006, 13(2): 40–42.
- [13] 廖纪佳, 唐洪明, 朱筱敏, 等. 特低渗透砂岩储层水敏实验及损害机理研究——以鄂尔多斯盆地西峰油田延长组第8油层为例[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(2): 321–328.
- Liao Jijia, Tang Hongming, Zhu Xiaomin, et al. Water sensitivity experiment and damage mechanism of sandstone reservoir with ultra-low permeability: a case study of the eighth oil layer in the Yanchang Formation of Xifeng oilfield, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(2): 321–328.
- [14] 贺风云, 徐显军, 金春梅, 等. 朝45区块剩余油分布及挖潜效果预测[J]. 大庆石油学院学报, 2004, 28(4): 30–32.
- He Fengyun, Xu Xianjun, Jin Chunmei, et al. Remaining oil distribution of Chao 45 and potential tapping Prediction [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2004, 28(4): 30–32.
- [15] 艾敬旭, 周生友, 马艳, 等. 高含水油藏井网重组与二元驱复合增效——以南襄盆地双河油田IV5–11层系为例[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(1): 129–134.
- Ai Jingxu, Zhou Shengyou, Ma Yan, et al. Study on effectiveness of integrating well pattern rearrangement with binary combination flooding in oil reservoirs with high water-cut: an example from the IV5–11 layers in Shuanghe oilfield, the Nanxiang Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1): 129–134.
- [16] 孙卫, 曲志浩, 李劲峰. 安塞特低渗透油田见水后的水驱油机理及开发效果分析[J]. 石油实验地质, 1999, 31(3): 257–259.
- Sun Wei, Qu Zhihao, Li Jinfeng. Analysis on the water drive mechanism and development results of Ansai supertight oil field after water occurrence [J]. Experimental Petroleum Geology, 1999, 31(3): 257–259.

(编辑 高岩)