泉 28 断块注天然气混相驱开发效果影响因素分析

史玉胜[1]　赵宇明[2]　张丽颖[2]　陈跃军[3]　胡　伟[4]

1.中国石油华北油田第二采油厂，山西　晋城　048000；
2.中国石油大港油田第一采油厂，天津　300280；
3.中国石油冀东油田公司生产运行处，河北　唐山　064200；
4.中国石油大学石油工程学院，北京　102249

摘　要：天然气驱作为提高采收率的主要方法已在世界范围内得到了广泛应用。为提高油藏的最终采收率，增大油田的经济效益，必须了解注天然气提高采收率的各种影响因素及其对注烃气开发效果的影响程度，从而制定出合理可行的注气方案。以泉 28 断块为例，针对该区地质及开发特点，建立了精细地质模型，在流体相态拟合的基础上，结合细管实验确定最小混相压力 29 MPa，应用油藏数值模拟技术对注烃气混相驱开发效果影响因素进行了优化研究。结果表明，最佳注入方式为气水交替驱。最佳气水交替注入参数：在目前生产状态下继续注水开发 0.5 年后转注气，注气段塞尺寸为 0.25~0.3 PV，注气段塞数目保持在 12~16 个，注气速度为 0.05~0.06 PV/a，气水比为 1:1~1.5:1。为该区油藏后续注天然气开发提供了依据

关键词：天然气驱；数值模拟；相态拟合；采收率；参数优化

DOI：10.3969/j.issn.1006-5539.2015.01.011

0　前言

气驱是继水驱、聚合物驱之后提高原油采收率的又一重要途径，气驱技术已在世界范围内得到广泛应用[1-2]。天然气驱主要通过降低原油黏度和界面张力，以达到改变驱替相和被驱替相的流度比和驱替流态，发生一次接触混相或者多次接触混相，从而提高原油的采出程度。影响注气效果的因素主要分为地质因素、流体性质因素及注气参数三类[3-5]。对某一特定油藏，地质因素是注气开发中不可控制的因素，而注气参数则可人为控制，通过合理的开发方案设计使其达到最佳注气效果[6-7]。泉 28 断块由于油藏埋藏较深，非均质性严重，注水井斜度大，吸水能力差，导致油井见效差，水驱采出程度较低。但该油藏温度和压力、地下原油黏度和密度、岩石渗透率和孔隙度等参数均符合天然气驱筛选标准[8-10]。同时，泉 28 断块附近建有大型储气库，为后续注烃气开发提供了充足气源。因此，以泉 28 断块为先导试验区的注烃气提高采收率优化研究显得尤为重要。

1　油藏概况

泉 28 断块位于柳泉-曹家务构造带中部，发育在琥珀营断层和曹家务断层之间，断块西高东低，地层倾角 12°~15°。储层为扇三角洲前缘砂体，砂岩发育集中，呈正韵律沉积旋回，目的层自上而下划分为 4 个油组，单层厚度在 5~10 m，砂岩总厚度达 150 m。油藏中部深度 2 211~2 252 m，原始地层压力 35.9 MPa，油藏温度 102 ℃，有效孔隙度 24.1 %，渗透率在 81.7×10^{-3}~104.95×10^{-3} μm^2，属于中孔中渗储层。原油的物性较好，地面脱气原油密度为 $0.818\ 7\times10^3$ kg/m^3，地下原油黏度为 0.93 mPa·s，原始气油比为 174 m^3/t。平均地层压力系数 1.1 左右，属于正常压力油藏。截至 2013 年 7 月，该区块共投产油井 14 口，其中注水井 3 口，油井 11 口。累计产油量 11.88×10^4 t，采出程度 16.3%。

收稿日期：2014-07-11
基金项目：国家科技重大专项“高含水油田提高采收率新技术—剩余油分布综合预测与精细注采结构调整技术”资助（2011 ZX 05010-002）。
作者简介：史玉胜（1980-），男，河南封丘人，助理工程师，硕士，主要从事油气田开发及煤层气勘探工作。

2 油藏地质模型的建立

基于 Flogrid 地质建模软件，根据断层数据和单井分层数据，将数字化的 4 个油组顶面和测井分层数据相结合，利用插值方法建立起描述油藏地质特征的静态模型。模型采用角点网格系统划分网格，共划分了 100×50×20=100 000 个网格，平均网格长度为 20 m，有效网格 89 100 个。模型纵向自上而下划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ油组，其中Ⅰ油组分为 1 个砂层，Ⅱ油组分为 11 个砂层，Ⅲ油组分为 1 个砂层，Ⅳ油组分为 7 个砂层。

3 流体相态拟合

在室内实验基础上，通过回归计算对状态方程参数进行调整，使模拟计算的结果与实验室实验得出的各项数据一致，为后续开展注气驱油藏数值模拟研究提供流体物性参数场数据。本次相态拟合主要采用 CMG-Winprop 相态模拟软件，该软件可以有效模拟流体相态特征和油气藏流体性质，确定油藏特征和流体组分变化，形成完整的 PVT 拟合数据，主要包括流体重馏分特征化、组分合并、实验数据回归拟合、相图计算等。

3.1 组分劈分与合并

流体相态拟合前首先要对油藏流体组成进行拟组分划分，拟组分划分的合理与否直接影响到各实验的拟合结果，拟组分划分数目过少难以保证实验拟合精度，划分数目过多则会生成复杂的参数场，影响组分模拟的计算速度。通过调整，最终将油藏流体划分为 7 个拟组分，见表 1。

3.2 等组分膨胀实验拟合

地层原油等组成膨胀实验是模拟地层原油在降压开采过程中原油性质变化的方法之一，其主要反映原油随压力变化的膨胀能力[11]。图 1 为 PV 关系和原油黏度随压力变化的拟合结果。

表 1 泉 28 断块井流拟组分划分

劈分合并前			劈分合并后		
组分	井流物摩尔组成 /(%)	注入气摩尔组成 /(%)	拟划分后组分	井流物摩尔组成 /(%)	注入气摩尔组成 /(%)
CO_2	0.156	1.419	C_1,N_2	51.238	94.134
N_2	0.000	0.904	C_2,CO_2	4.134	4.943
C_1	51.238	93.23	$C_3 \sim nC_4$	4.598	0.802
C_2	3.978	3.524	$iC_5 \sim C_6$	5.658	0.121
C_3	2.556	0.598	$C_7 \sim C_{10}$	10.518	0
iC_4	0.757	0.099	$C_{11} \sim C_{20}$	13.478	0
nC_4	1.285	0.105	$C_{21} \sim C_{36}^{+}$	10.380	0
iC_5	1.054	0.049			
nC_5	1.075	0.021			
C_6	3.529	0.051			
C_7	2.227	0			
C_8	3.422	0			
C_9	2.700	0			
C_{10}^{+}	26.027	0			

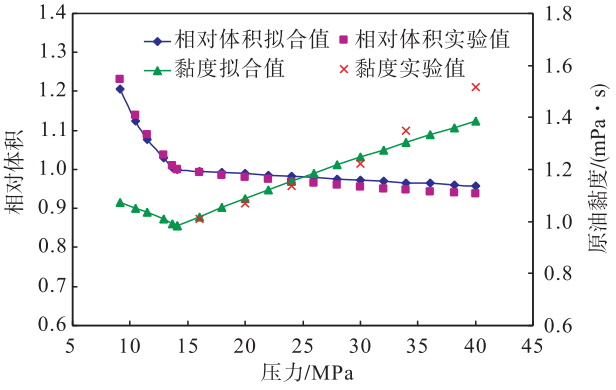

图 1 等组分膨胀实验拟合曲线

3.3 多级脱气实验拟合

多级脱气实验是模拟地层原油在降压开采过程中原油性质的方法之一，主要用于测定油藏原油溶解气油比及体积系数随压力的变化关系。主要针对原油体积系数和溶解气油比进行了拟合，拟合结果见图 2，两者拟合平均相对误差均低于 4%，拟合结果较好。

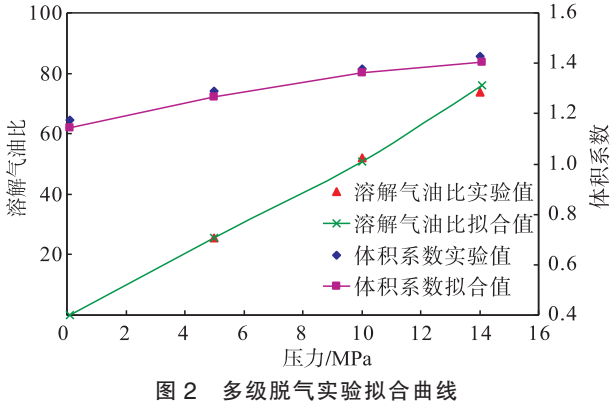

图 2 多级脱气实验拟合曲线

3.4 注气膨胀实验拟合

注气膨胀实验主要反应注入气对地层流体相态行为影响，通过拟合可以将该影响反映到数值模拟的流体特征参数场中去，为后期注气技术的评价和相态特征分析提供依据。在拟合过程中，调整拟合参数所占权重，使拟合结果更为准确地反映流体实际性质。拟合结果见图 3~5。可以看出，相态模拟计算值与实验值比较接近，相

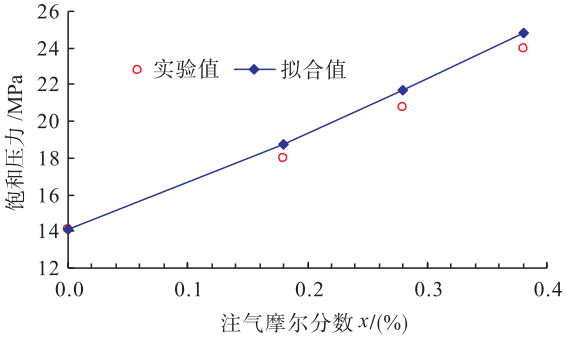

图 3 注气膨胀实验饱和压力拟合曲线

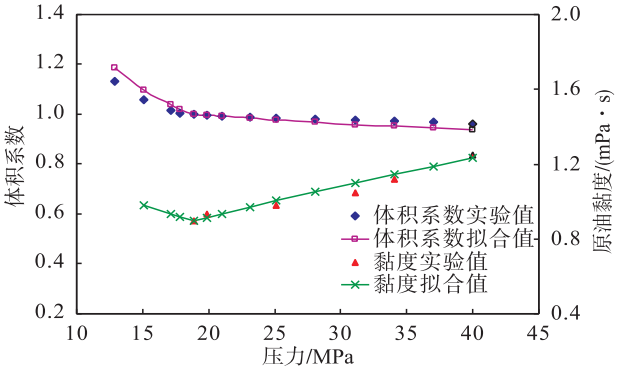

图 4　注气 20% 膨胀实验拟合曲线

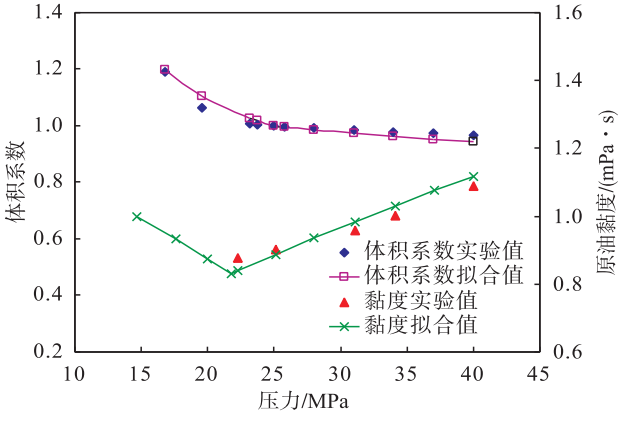

图 5　注气 40% 膨胀实验拟合曲线

对误差一般低于 5%，能够满足工程计算要求。

4　细管实验

细管实验是实验室测定最小混相压力的一种常用的、较好的方法。实验用 CFS-200 岩心多功能驱替系统，操作温度 102 ℃。首先在地层温度和高于泡点压力条件下用地层油饱和细管模型，然后在实验压力下注入相应的气体以一定的速度进行驱替，记录不同注入气量时的原油采出程度，当注入体积为 1.2 PV 时结束驱替过程，实验结果见表 2。通过绘制不同注入压力与采收率的关系（见图 6）可以看出，在温度为 102 ℃ 条件下最小混相压力为 29 MPa。因此，在目前地层压力条件下，天然气溶剂与地层原油可以形成混相。

表 2　不同压力下的采出动态

压力/MPa	突破时的注入体积 / PV	突破时的采出程度 /(%)	1.2PV 时的采收率 /(%)
25.0	0.65	51.8	55.0
26.6	0.74	65.4	69.0
30.0	0.91	91.3	91.5
33.0	0.92	93.8	94.8

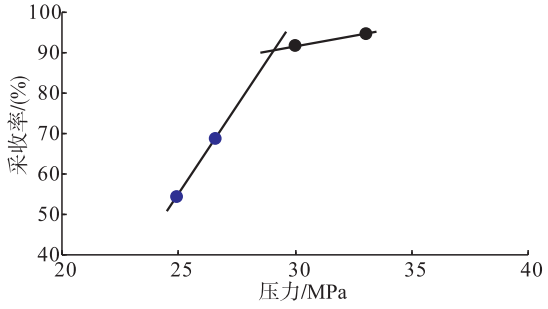

图 6　不同注入压力与采收率的关系

5　注气效果影响因素分析

5.1　注气方式优化

注气方式主要包括连续气驱和气水交替驱两种。通过数值模拟结果（见图 7）可以对比 3 种不同注入方式下采出程度与含水率的关系：连续气驱和气水交替驱的最终采收率都明显高于水驱的最终采收率，而气水交替驱的最终采收率比连续气驱的最终采收率高出 3.106%。说明气水交替驱能有效降低含水上升速度，抑制气窜，增大气体波及范围，从而改善开发效果。虽然连续气驱的含水率在初期比气水交替驱的含水率低，但由于气体黏度远小于原油黏度，注入气容易形成气窜，降低了气体波及体积，从而导致后期含水上升快。因此最佳注气方式为气水交替驱。

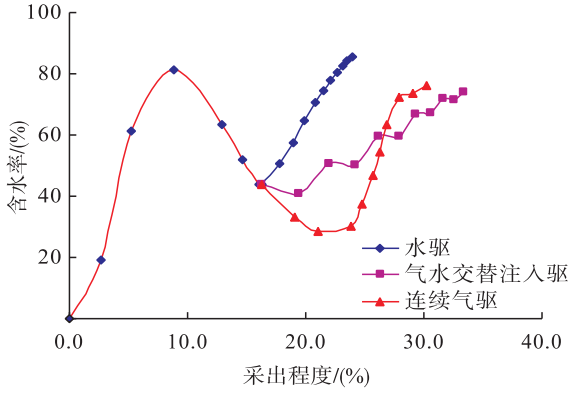

图 7　不同注入方式对含水率与采出程度曲线的影响

5.2　转注气时机优化

转注气时机的选择对油田的开发指标有很大影响，是提高原油采收率和开发效益的主要影响因素之一。在现有注采井网和生产制度下，设计了 5 种不同的气水交替注入时机方案，分别为在目前开发状态下继续注水开发 0 年后转注气、继续注水开发 0.5 年后转注气、继续注水开发 1 年后转注气、继续注水开发 1.5 年后转注气和继续注水开发 2 年后转注气。根据数值模拟计算结果（见图 8）可以看出：当继续注水开发 0.5 年后转气水交替驱，提高采收率的幅度最大，为 18.78%。转注气时机过早或过

晚都会引起地层压力的变化，造成压力敏感性伤害。因此，继续注水开发 0.5 年后转注气为最佳转注时机。

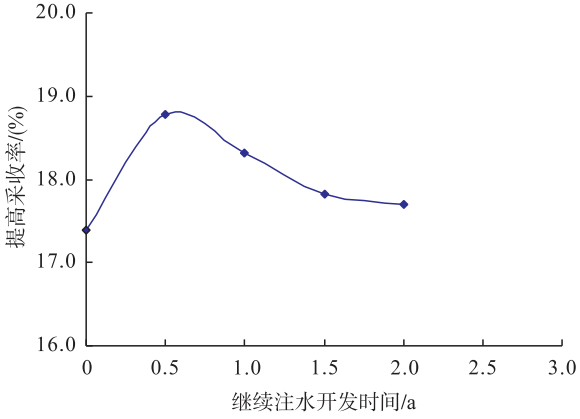

图 8　不同注入时机对提高采收率值的影响

5.3　段塞尺寸优化

根据优化得到的最佳注气时机，在目前生产状态下继续注水开发 0.5 年，而后进行气水交替驱开发，进一步研究注气段塞尺寸对提高采收率的影响。设计了 5 套不同注气段塞尺寸方案，分别为 0.15、0.2、0.25、0.3、0.35 PV。由数值模拟计算结果（见图 9）可以看出：当段塞尺寸小于 0.25 PV 处于较小范围时，采收率提高幅度随着段塞尺寸的增加而增大；当段塞尺寸大于 0.25 PV 时，随段塞尺寸的增加，采收率提高幅度较小。结合段塞尺寸与综合指数（提高采收率与换油率的乘积，反映了增油量规模与经济效益的最佳配对）的关系可以看出，注气段塞尺寸在 0.25~0.3 PV 时，综合指数存在最优值。因此，最佳注气段塞尺寸在 0.25~0.3 PV。

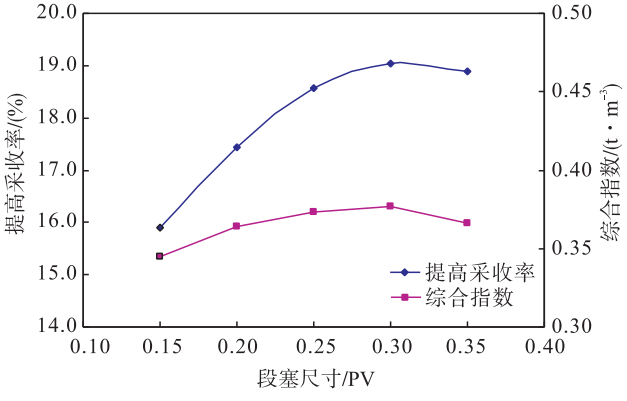

图 9　不同段塞尺寸对提高采收率值与综合指数的影响

5.4　段塞数目优化

在继续注水开发 0.5 年后开始注气并保持段塞尺寸为 0.3 PV 不变的情况下，对注气段塞数目进行优化研究。设计了 5 套不同的注气段塞数目方案：4（个）×0.075 PV、8（个）×0.037 5 PV、12（个）×0.025 PV、16（个）×0.018 75 PV、20（个）×0.015 PV。通过模拟结果（见图 10）可以看出：气水交替开发初期，随着段塞数目的增加，提高采收率大幅度增加，当段塞数目增加至 12 个时，采收率提高幅度变缓。注气段塞数目的增加能够增大天然气与原油多次接触混相的次数，形成向前接触和向后接触，不断进行相间传质，从而改变水油流度比，减小气窜的可能性。但段塞数目过多又会导致气水比发生变化，水量减少，气体更容易发生窜流。因此，结合已实施注天然气区块经验，选择注气段塞数目在 12~16 个为宜。

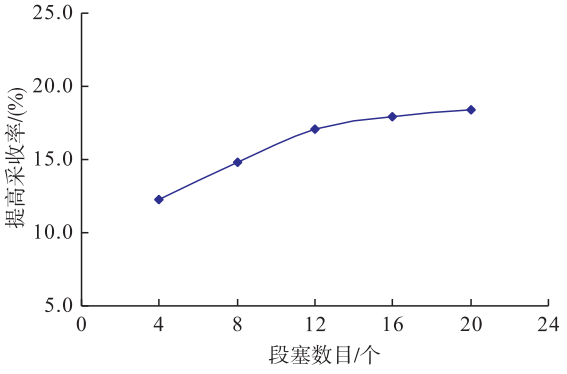

图 10　不同段塞数目对提高采收率值的影响

5.5　注气速度优化

针对注气速度对注天然气开发效果的影响，设计了 5 套不同注气速度方案（注气速度用年注入气的孔隙体积倍数表示），分别为 0.04、0.05、0.06、0.07、0.08 PV/a。从模拟结果（见图 11）可见，随着注气速度的增大，提高采收率幅度逐渐减小，即在相对较低的注气速度下，可获得较好注烃气开发效果。这是因为当注采比一定时，注气速度的改变会影响采油速度，注气速度保持在较小范围内时，采油速度相对较低，注入气有充分的“时间”与地层原油发生动态混相，相对平稳地驱替原油，提高最终采收率。但较低的采油速度会降低油田的经济效益，从经济效益方面考虑区块应具有一定的采油速度。因此，在注入能力允许条件下，应适当增大注气速度，结合油田实际情况，保持注气速度在 0.05~0.06 PV/a。

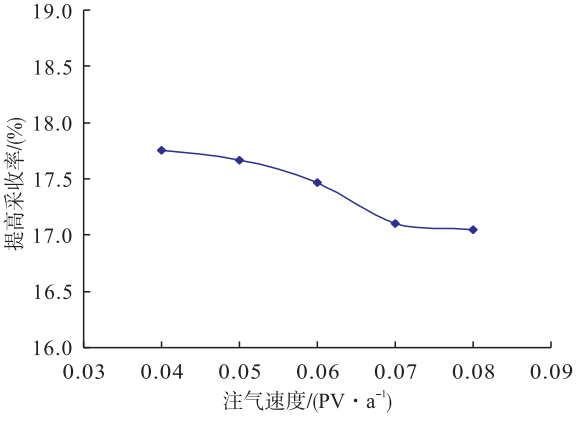

图 11　不同注气速度对提高采收率值的影响

5.6　气水比优化

在保持总注气段塞不变的情况下，优化研究不同气水比对采收率的影响程度，设计了 5 套不同气水比方案，分别为 1:3、1:2、1:1、2:1、3:1。通过模拟结果(见图 12)可见：随着气水比的不断增大，提高采收率的幅度先增大，再减小，当气水比处于 1:1~1.5:1 时，提高采收率值最大。该油藏地层倾角较大，顶部注气时由于重力分异作用，注入气可以上升至油层的“阁楼”部位，将更多被封闭的原油驱出。气水交替注入过程中，在构造顶部注水时，如果水量过大，由于密度差异水更容易沿构造向低部位流动，造成油井见水过早。然而适量的注入水可有效控制水油流度比，抑制气窜，缓减气体在油井中过早突破，达到提高最终采收率的目的。因此现场应用时，选择气水比范围在 1:1~1.5:1。

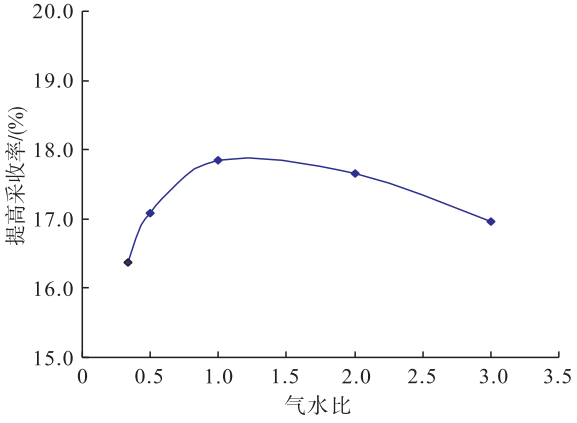

图 12　不同气水比对提高采收率值的影响

6　结论

1) 通过对泉 28 断块油藏进行地质及开发特点分析，建立了精细地质模型，在流体相态拟合的基础上，结合细管实验确定最小混相压力为 29 MPa，并应用油藏数值模拟技术对注烃气混相驱提高采收率进行了优化研究。

2) 与水驱提高采收率相比，连续气驱与气水交替驱均能大幅提高最终采收率，但气水交替驱能有效降低界面张力，增加多次接触混相概率，抑制气窜，增大气体波及体积，达到提高原油最终采收率的目的。

3) 最佳注气参数优化结果：在目前生产状态下，继续注水开发 0.5 年后进行注气，注气段塞尺寸为 0.25~0.3 PV，注气段塞数目保持在 12~16 个，注气速度保持在 0.05~0.06 PV/a，气水比控制在 1:1~1.5:1。

参考文献：

[1] 韩大匡，万仁溥. 多层砂岩油藏开发模式[M]. 北京：石油工业出版社，1999. 62-68.
Han Dakuang, Wan Renpu. Development Model of Multi-layer Sandstone Reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999. 62-68.

[2] Moritis G. CO_2 Injection Gains Momentum [J]. Oil & Gas Journal, 2006, 104(15):37-41.

[3] 李传亮，朱苏阳. 油井产能评价新方法[J]. 岩性油气藏，2014,26(3):7-11.
Li Chuanliang, Zhu Suyang. A New Evaluation Method of Well Productivity [J]. Lithologic Reservoirs, 2014,26(3):7-11.

[4] 艾尚军，许运新，郭殿军，等. 砂岩油田开发地质研究内容与方法[M]. 北京：石油工业出版社. 2002. 40-44.
Ai Shangjun, Xu Yunxin, Guo Dianjun, et al. Geological Study of Sandstone Oil Field Development [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002. 40-44.

[5] 陈　程，贾爱林，孙义海，等. 厚油层内部相结构模式及其剩余油分布特征[J]. 石油学报，2000,21(5):99-102.
Chen Cheng, Jia Ailing, Sun Yihai, et al. Microfacies Architecture Patterns and the Distribution of the Remaining Oil within Thick Pays [J]. Acta Petrolei Sincia, 2000,21(5):99-102.

[6] 李全勇，李顺初，李　伟，等. 基于解的相似结构的均质油藏渗流模型[J]. 天然气与石油，2011,29(2):40-45.
Li Quanyong, Li Shunchu, Li Wei, et al. Homogeneous Reservoir Seepage Model for Similar Structure Based on Solution [J]. Natural Gas and Oil, 2011, 29(2): 40-45.

[7] 刘　刚，李治平，冯　彬，等. 基于预处理 GMRES 算法的油藏数值模拟研究[J]. 天然气与石油，2011,29(5):44-47.
Liu Gang, Li Zhiping, Feng Bin, et al. Research on Numerical Reservoir Simulation Based on Preprocessing GMRES Algorithm [J]. Natural Gas and Oil, 2011, 29(5): 44-47.

[8] 于洪文. 大庆油田北部地区剩余油研究[J]. 石油学报，1993,14(1):72-80.
Yu Hongwen. Study on the Remaining Oil in Northern Area of Daqing Oilfield [J]. Acta Petrolei Sincia, 1993,14(1):72-80.

[9] 孙梦茹. 基于模糊综合评判的剩余油分布定量描述 [J]. 油气地质与采收率，2005,12(2):52-54.
Sun Mengru. Quantitative Description of Remaining Oil Distribution Based on Fuzzy Comprehensive Discrimination Analysis [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2005, 12(2):52-54.

[10] 韩立岩，汪培庄. 应用模糊数学[M]. 北京：首都经济贸易大学出版社，1989. 134-166.
Han Liyan, Wang Peizhuang. Application of Fuzzy Mathematics [M]. Beijing: Capital University of Economics and Business Press, 1989. 134-166.

[11] 杜庆龙，计秉玉，王元庆，等. 用多层次模糊综合评判法确定单层剩余油分布[J]. 石油学报，2003,24(2):58-62.
Du Qinglong, Ji Bingyu, Wang Yuanqing, et al. Determination of Remaining Oil Distribution in Single Layer with Multiple Fuzzy Comprehensive Evaluation Method [J]. Acta Petrolei Sincia, 2003,24(2):58-62.