

文章编号: 1000-3754 (2008) 03-0059-05

疏松砂岩油藏不稳定注水机理研究及矿场实践

王学忠¹, 曾流芳¹, 谷建伟², 姚 军², 沈国峰¹

(1. 中国石化胜利油田分公司 孤东采油厂, 山东 东营 257237; 2. 中国石油大学, 山东 东营 256201)

摘要: 孤东油田 1996 年开展了单井单层单向、单井多层单向、多井多层单向三类井组进行了不稳定注水试验, 见到初步效果。1999 年运用物理模型、数值模拟、渗流力学和油藏工程方法开展了不稳定注水机理研究, 研究了油层非均质性、岩石润湿性、毛管力、原油物性、开发井网、不稳定注水时机、压力保持状况、注水强度、注水周期等因素的影响, 表明孤东油田油藏适合开展不稳定注水, 并确定了有关技术界限。在具体不稳定注水实施方案编制过程中, 由于考虑的因素很多, 采用正交法和模糊决策法优化参数设计。2001 年以来在孤东七区西 63 + 4 等 5 个区块进行了整体不稳定注水, 效果显著。

关键词: 不稳定注水; 机理研究; 矿场实践; 疏松砂岩油藏; 孤东油田

中图分类号: TE347 **文献标识码:** B

Unstable water injection mechanism and its field application in loose sandstone reservoir

WANG Xue-zhong¹, ZENG L iu-fang¹, GU Jian-wei²,
YAO Jun², SHEN Guo-feng¹

(1. *Gudong Oil Production Company of Shengli Oilfield Company of Sinopec, Dongying 257237, China;*
2. *China University of Petroleum, Dongying 256201, China*)

Abstract: In 1996, unstable water injection test is developed for three kinds of well array including single well single layer single direction, single well multi-wells single direction and multi-wells multi-layers single direction and has first achievement in Gudong oilfield. In 1999, unstable water injection mechanism study is performed by using physical model, numerical simulation, fluid mechanics in porous medium and reservoir engineering in the aspects of layer heterogeneity, rock wettability, capillary, crude physical property, development well pattern, unstable water injection time, pressure maintain condition, water injection strength and water injection cycle, which shows that this method is adapted to Gudong oilfield reservoir and relative techniques limitation is determined. In the process of compiling unstable water injection program, planning and obscure decision methods are used to optimize parameters design by the reason of more considerations. From 2001, unstable water injection is developed in 5 blocks in No. 7 District West 63 + 4 in Gudong oilfield and achieves obvious effect.

Key words: unstable water injection; mechanism; field application; loose sandstone reservoir; Gudong oilfield

不稳定注水又称作周期注水、间歇注水、脉冲注水等, 是 20 世纪 50 年代末 60 年代初在前苏联实施的一种注水方法。1964 年前苏联先后在波克罗夫等 50 余个油田进行了周期注水试验, 取得了较好的开发效果。在美国, 不稳定注水也得到了应用。在我国的扶余、葡萄花、太南、克拉马依等各油田也进行了不稳定注水的矿场试验, 并取得了一定的成效^[1-4]。

孤东油田是 1986 年投入开发的大型常规稠油、疏松砂岩、以注水开发为主的整装构造油藏, 通过大规模产能建设、注水开发、井网加密调整, 年产油连续 10 年保持在 300×10^4 t 以上, 由于储量一次动用, 进入高含水期后的 1996 年产量递减明显加快, 也正是在这一年, 为了千方百计减缓产量递减, 孤东油田钻了第一口水平井、正式开始聚合物驱工业化应用, 稠

收稿日期: 2007-09-10

作者简介: 王学忠 (1972 -), 男, 高级工程师, 从事油藏工程研究。

油热采形成规模,同时组织开展了井组不稳定注水试验,1999年与石油大学合作开展了不稳定注水机理研究,2001年以来进行了单元整体不稳定注水,逐步发展为优化注水、产液结构,提高水驱波及体积的一项成熟技术。

1 井组试验

孤东油田 1996 年上半年单向井层注采对应率 31.6%,厚度注采对应率 28.8%,对这类油井,注水井调配的难度比较大,为了少注水,少产水,多产油,充分发挥地下多种驱油能量作用,充分利用目前井网改善亲水油藏水驱效果,提高最终采收率,基于高含水、相对封闭、亲水油藏 3 点认识,选择了单井单层单向、单井多层单向、多井多层单向 3 类井组进行不稳定注水试验。

1.1 单井单层单向不稳定注水

选择了 7-33-406 井组,位于七区西北部一小窄条带上,封闭性较好,油井 7-33-406 单采 Ng^6 层,日产油 0.7 t,含水 99%。注水井 7-33-406 单注 Ng^6 层,日注 151 m^3 。

设计 2 个周期,每个周期分 2 个阶段,7 月 1—15 日为第一阶段,先降水至 $30 \text{ m}^3/\text{d}$,7 月 16—30 日为第二阶段再提水日注 270 m^3 ,尽管阶段少注水 $13\ 500 \text{ m}^3$,油井产量还是保持了稳定。

1.2 单井多层单向不稳定注水

选择了 7-24-1286 井组,位于七区西西部一相对封闭的油砂体上,含油面积 0.12 km^2 ,油层厚 5.6 m,控制地质储量 $14.4 \times 10^4 \text{ t}$,油井 7-23K1266 生产 Ng^{4+3} 层,日产油 5.3 t,含水 97.8%,累产油 $2.24 \times 10^4 \text{ t}$,采出程度 15.57%,水驱储量 $2.72 \times 10^4 \text{ t}$,水驱控制程度 18.9%。地层形成了大孔道影响了水驱效果。注水井 7-24-1286 注 Ng^{4^2} 、 4^3 层,日注 350 m^3 ,油压仅 3.5 MPa,与油井单向连通,注采关系简单。 4^2 层上部厚 6.5 m,每米相对吸水量 2%,下部厚 4.1 m,每米相对吸水量 17.6%,层内吸水差异较大,进行不稳定注水可能充分发挥亲水油藏的毛管渗吸作用,改善层内动用状况。

采取大幅度升水降水方式,注水井不停注是为了防止油层激动出砂,设计试验 120 d,分 2 个周期,7 月 1—31 日为第一周期第一阶段,单注 4^3 层,日注 50 m^3 ,7-23K1266 井 7 月与 6 月对比,日产液由 247.6 t 下降到 223.6 t,日产油由 5.6 t 增加到 6.8 t,含水由 97.8% 下降到 97.0%,阶段少产液 900 t,少注水 $7\ 350 \text{ m}^3$,多产油 32 t,7 月与 2 月原油物性对比,地面原油密度由 $0.972 \text{ g}/\text{cm}^3$ 下降到 $0.955 \text{ g}/\text{cm}^3$,

地面原油粘度由 $1\ 948 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 下降到 $712 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,可能是 4^2 层上部剩余油得到有效动用。第一周期第二阶段日注 450 m^3 。

1.3 多井多层单向不稳定注水

选择了 3-16-28 井组,位于三区东南部,北向、东侧为断层阻挡,西向尖灭,为一相对独立的开发区域,含油面积 0.3 km^2 ,油层厚 7.9 m,控制地质储量 $66.4 \times 10^4 \text{ t}$,3 个主力层为 Ng^{4^2} 、 5^3 、 5^4 。该注采井组包括 1 口注水井,5 口油井,1996 年 6 月日产油 10.8 t,含水 95.9%,动液面在井口。注水井 3-16-28 注 Ng^{4^2} 、 5^3 、 5^4 层,日注 360 m^3 。该注采井组综合含水高,平面矛盾突出,5 口油井均单向对应水井,调配难度大。其中 4^2 层采出程度 12.9%,每米相对吸水量 5%,含水 93.7%; 5^3 层采出程度 18.9%,每米相对吸水量 6.3%,含水 94.6%; 5^4 层采出程度 22.9%,每米相对吸水量 9.5%,含水 96.0%。初步判断, 4^2 层潜力最大, 5^3 次之, 5^4 层最小。

试验方式为注水井脉冲注水,同时油井间开,确定水量变化幅度为 30%~70%,设计 2 个周期,每个周期 30 d,分二个阶段,由于试验前注水余压仅 0.1 MPa,实注达 $360 \text{ m}^3/\text{d}$,提水困难,故采用不对称注水方式,7 月 1—10 日为第一阶段, 5^3 、 5^4 停注单注 4^2 层,日注 100 m^3 ,3-16-29 井关,目的是挖掘 4^2 层潜力。7 月 11—30 日为第二阶段, 4^2 层日注 230 m^3 , 5^3 层日注 50 m^3 , 5^4 层日注 120 m^3 ,3-15-27 关,主要依据物质平衡原理既有利于弹性能量释放而又避免地层压力低于饱和压力造成脱气来确定试验周期。

试验前后对比,日产液稳定在 262 t,日产油由 10.8 t 增加到 12 t,含水由 95.9% 下降到 95.4%,阶段产液量由 $13\ 086 \text{ t}$ 下降到 $10\ 604 \text{ t}$,减幅 19%,阶段注水量由 $12\ 200 \text{ m}^3$ 下降到 $8\ 440 \text{ m}^3$,减幅 31%,阶段产油量由 540 t 增加到 550 t,阶段液油比由 24.2 下降到 19.3。其中 3-15-27 井生产 4^2 、 5^4 ,距 3-16-28 井 150 m,日产油由 0.1 t 增加到 2 t,含水由 99.7% 下降到 96.8%;3-14-2027 井日产油由 3.9 t 增加到 4.8 t,含水由 94.9% 下降到 94.3%。

3 个试验井组总趋势是液量稳定,含水下降,油量稳升,液量稳定主要依赖于弹性能量的释放和水驱储量较差储量的动用。由于缺乏理论指导,试验方式、周期、调水幅度等具有盲目性,效果不理想。

2 机理研究

2.1 基本原理

不稳定注水是利用周期性的提高和降低注水井注

水量的办法来增加油层系统的弹性能量，在油层内部产生不稳定压力降和在不同渗透率小层（区段）之间产生相应的液体不稳定交渗流动。两个先决条件：油层的非均质性，地层中不稳定的压力波。不稳定注水提高采收率机理主要有 3 个方面的：不稳定压差；毛管力影响；改变液流方向，消除死油区。注水开发油田，在地层中原油与水是不发生混相的，所以两者界面之间存在着表面张力。由于实际地层中的孔隙是微小、参差交错的，所以在油水混合区域内，在孔隙中产生了毛管压力。毛管压力的出现，使水驱油过后，部分原油还残存在微小孔隙中，经过较长时间的注水后，地层压力趋向稳定，不发生改变。在进行不稳定注水时，地层中周期性地产生正负压差，有利于打破毛管力的平衡，使注入水有利于进入小孔隙中驱油，和原油流入大孔道中。所以，不稳定注水的效果与岩石的润湿性、孔隙的微观非均质性、渗透率的非均质性的大小有着重要的关系。根据渗流力学原理，在相邻的两口生产井之间，会存在一个非流动的死油区。当油井的生产制度改变时，死油区的位置也相应地发生改变，从而提高注水的波及系数。不稳定注水时，改变的是水井的注水量的大小，同样也会引起地层中压力的重新分布，改变死油区的位置，提高原油的动用程度。

影响不稳定注水效果的因素有 2 个方面。一是油层本身的原因：油层的非均质性、岩石的润湿性、毛管力的大小、原油物性的好坏。二是开发上的因素：采用的开发井网、不稳定注水的注水时机、压力保持状况、注水强度、注水周期等因素。运用物理模型、数值模拟、渗流力学和油藏工程方法开展了相关研究。

2.2 物理模拟

参考孤东油藏特点，建立理论地质模型评价了地质和开发因素对不稳定注水效果的影响。模型平面上长 850 m，17 个网格，长度 50 m，宽 340 m，17 个网格，长度 20 m。纵向上是 2 层，上面一层渗透率比较小，下面一层渗透率比较大，人为地形成高低渗透层。低渗层厚度 2 m，高渗层厚度 4 m，孔隙度 30%，含油饱和度 65%。注采井网采用排状注采方式，5 口油井，5 口水井，井距 200 m，排距 320 m。地面原油粘度 1 000 mPa·s，地下原油粘度 30 mPa·s，原油地面密度 0.973 g/cm³，原油地下密度 0.882 g/cm³，地层水粘度 0.4 mPa·s，原始溶解气油比 45 m³/t，原油压缩系数 9.3 × 10⁻⁴ /MPa，地层水压缩系数 3.3 × 10⁻⁴ /MPa，岩石压缩系数 2.3 × 10⁻⁴ /MPa，饱和压力 11.2 MPa，原始地层压力 14.0 MPa。

一是平面非均质影响。模拟平面渗透率变异系数

分别为 0.35、0.45、0.5、0.55 时，不稳定注水采收率增加值依次为 3、3.2、4.1、5 个百分点。表明地层的非均质性越严重，水驱过后剩余在低渗透率地层中的剩余油越多，不稳定注水效果越好。

二是纵向上非均质影响。模型中设置渗透率差异较大的两层，在渗透率比例分别为 0.15、0.2、0.4、0.8 时，不稳定注水采收率增加值依次为 7、6、4、2 个百分点。表明随着层间渗透率差异增大，不稳定注水效果变好。

三是岩石润湿性的影响。模型中采用了水湿、中性、油湿 3 种类型的油水相对渗透率曲线，类型由曲线的等渗点来区别，含水饱和度分别为 0.70、0.50、0.46。岩石水湿程度越强，不稳定注水效果越好。

四是毛管压力影响。选出 4 组毛管压力数据，数值依次增大，再加上不考虑毛管压力的情况，共 5 组数据（表 1）。水湿岩石，毛管压力是驱油动力。不考虑毛管压力时，通过稳定压力下的油层的弹性，不稳定注水比稳定注水可以提高采收率 2.14%。考虑毛管压力后，毛管压力提高采收率明显，同时存在一个最大临界值。

表 1 毛管压力对不稳定注水效果的影响

Table 1 Effects of capillary pressure on unstable water injection

序号	毛管压力	采收率 / %		
		稳定注水	不稳定注水	增加值
1	无	51.21	53.35	2.14
2	1 倍	51.96	59.76	7.80
3	2 倍	52.94	61.15	8.21
4	4 倍	53.11	62.21	9.10
5	8 倍	55.29	63.79	8.50

五是原油粘度影响。原油粘度越大，无论是常规注水还是不稳定注水其效果都变差，但不稳定注水能在一定程度上改善其开发效果，中低粘油藏改善幅度最大（表 2）。

表 2 原油粘度对不稳定注水效果的影响

Table 2 Effects of crude oil viscosity on unstable water injection

序号	饱和压力下的粘度 / mPa·s	采收率 / %		
		稳定注水	不稳定注水	增加值
1	4.7	46.69	56.02	9.33
2	9.8	40.50	48.33	7.83
3	18.6	35.20	41.26	6.06

六是注水变化强度影响（表 3）。随着注水强度的增大，不稳定注水的效果也提高。强度越大，在地

层中造成的不稳定压力差越大，不同渗透率层间的交渗流量越大，所以效果会提高。在强度达到一定的程度后，提高的效果会有所变缓，这是由于注水突进，降低采出效果。实际不稳定注水时，不宜采用很大的注水强度，同时现场的注水设备，注水井井身管柱也不一定承受很大的注水强度。

表 3 注水强度对不稳定注水效果的影响

Table 3 Effects of water injection strength on unstable water injection

序号	注水强度 /%	采收率 /%		
		稳定注水	不稳定注水	增加值
1	16.7	56.64	59.92	3.28
2	33.3	56.64	61.25	4.61
3	50.0	56.64	62.31	5.67
4	66.7	56.64	62.67	6.03

七是不稳定注水时机对不稳定注水效果的影响。含水越低，效果越好 (表 4)。

表 4 不稳定注水转注时机的影响

Table 4 Effects of unstable water injection convert time

注水方式	不稳定注水时机 (含水率 /%)					
	0	30	50	70	80	90
稳定注水	43.41					
不稳定注水	48.64	48.47	47.96	47.31	46.51	45.68
增加值	5.23	5.06	4.55	3.90	3.10	2.27

八是不稳定注水周期对不稳定注水效果的影响。注水周期是指不稳定注水过程中升高注水量和减少注水量这个过程所经历的时间。从总体上分，可以分为对称周期和不对称周期。对称周期就是升注的半周期与减注的半周期的经历时间相同，不对称周期则是升注的半周期与减注的半周期的经历时间不相同。在采用对称周期进行不稳定注水时，随着半周期的延长，提高的采收率效果逐渐减小 (表 5)，但是相差的效果不是很大，在这种对称周期中，采用短增短减的方式效果较好。增注时间相同，减注的时间不同，随着减注时间的延长，提高的采收效果越好，高于对称注水情况下的效果。减注时间相同，增注的时间不同，随着增注时间的延长，提高的采收率效果变差。不稳定注水中增注时间越短，减注时间越长，效果越好 (表 6)。应采用长短型的注入方式。注水半周期理论可以利用下式计算

$$T = L^2 / [2K / (\mu c)] \quad (1)$$

式中 T ——不稳定注水半周期， d ； L ——注水井与生产井之间，油水前缘与注水井间的距离， m ；

K ——油藏的平均有效渗透率， $10^{-3} \mu m^2$ ； μ ——地层中流体的粘度， $mPa \cdot s$ ； c ——油藏岩石与流体的综合弹性压缩系数， $10^{-4} / MPa$ 。

表 5 对称注水周期效果对比

Table 5 Comparison of symmetrical water injection cycle effects

指 标	增注 20天	增注 30天	增注 60天
	减注 20天	减注 30天	减注 60天
采收率 /%	49.01	48.64	48.32
增加值 /%	5.60	5.03	4.71

表 6 不对称注水周期效果对比

Table 6 Comparison of unsymmetry cycle effects

指 标	增 20天	增 20天	增 20天	增 30天	增 60天	增 90天
	减 30天	减 60天	减 90天	减 20天	减 20天	减 20天
采收率 /%	49.11	50.72	52.33	48.35	46.97	45.41
增加值 /%	5.70	7.31	8.92	4.94	3.56	1.80

九是油井工作制度的影响。在对称周期中，增注停产的时间越长，提高的采收效果越好，而且好于相同周期下的只采用水井措施的方式。在不对称周期中，生产的时间越长，效果越好，而且比较明显 (表 7)。

表 7 油井工作制度的影响

Table 7 Effects of oil well job rules

指 标	增注 30天	增注 60天	增注 30天	增注 30天
	生产 30天	生产 60天	生产 60天	生产 90天
采收率 /%	49.82	51.32	51.01	52.44
增加值 /%	6.41	7.91	7.60	9.03

十是压力保持状况对不稳定注水效果的影响。地层压力 0.9、1.0、1.1、1.2 倍于饱和压力时，分别提高采收率 6.31、5.46、5.04、4.68 个百分点。

十一是开发井网对不稳定注水效果的影响。排状井网、反五点、反七点、反九点井网，分别提高采收率 5.23、6.34、7.89、3.78 个百分点。反七点井网的注水波及系数最大，在实施不稳定注水时，高低渗透层之间的接触最充分，层间的交渗流量也最大，效果最明显。

2.3 方案优化设计^[5]

在具体不稳定注水实施方案编制过程中，由于考虑的因素很多，采用正交法和模糊决策法优化参数设计^[6]。所谓的正交设计方法，就是根据所要考察和对比的因素及每个因素的水平，选择出一个合适的正交设计表 $L_m (n^k)$ 。其中， m 为总的方案个数， n 为

水平个数, k 为因素的个数。如 2-19-49井区不稳定注水的影响因素有注水井的增注和减注强度、不稳定注水周期、油藏的压力保持水平 5个, 各因素的水平有 3个, 所以正交设计表为 $L_{18}(3^5)$, 共有 18个方案。如果不进行正交设计, 共 $P_5^3 \times P_3^3 = 720$ 个方案。采用模糊决策方法综合评价和优选油气田开发方案, 就是全面衡量各个经济技术指标, 根据实际情况和具体要求, 按优劣排出方案的顺序。如计算表明 2-19-49井区不稳定注水提高采收率、增加注水量、增加产水量、增加生产天数的权重值分别为 0.40、0.2、0.2、0.2。油藏先进行降压生产, 地层压力下降 2 MPa, 然后再进行不稳定注水, 上半周期为 2个月, 下半周期是 4个月。2-19-49井区如果继续实行稳定注水, 根据数模计算其最终的油藏采收率为 21.38%, 实施不稳定注水后, 预测油藏的最终采收率为 25.12%, 提高采收率 3.74%。

3 规模实施

2001年以来, 先后在孤东七区西 63+4、七区中北部、八区、孤东沙河街、红柳沙河街等 5个区块进行了多层多向、多层单向、单层单向规模不等的稳定注水工作。其中孤东七区西 63+4单元地质储量 $1\ 674 \times 10^4$ t, 自 1986年投入开发, 走的是强注强采、提液增产的路子, 注水产液量高速增长, 到 2001年 5月, 综合含水达到 98.0%, 油层大孔道高达 40%, 采出程度 31%, 平均单井日产油 3.8 t, 而理论研究整装油田最终采收率可以达到 38%~42%, 还有一定潜力, 注水砂岩油藏正韵律油层顶部未波及段和层内低渗透段是剩余油第一大富集区。利用水驱波及体积公式计算, 认为层内低渗透段和低水淹段大约 17% (270×10^4 t) 的储量未得到动用。计算单元合理地层压降为 0.6 MPa, 合理生产压差应为 1.2 MPa, 注水半周期为 1个月, 降水幅度为 50%时效果最佳, 经过 14个月地层总压降可以降低到 0.6 MPa。从 2001年 8月开始实施交叉斜三角不稳定注水, 水井以“不相邻”为原则, 分为 2组, 2个月为一个周期, 上下半周期相同, 各为 1个月。在上半周期, 第一组高注, 第二组低注, 在下半周期, 第一组低注, 第二组高注。分 3个阶段进行, 第一二阶段各 2个月, 第三阶段 10个月, 整个方案时间为 14个月。高注时水井配注不变, 低注时第一阶段水井保持高注的 50%。第二阶段保持 25%, 第三阶段关井^[7]。

实施不稳定注水及配套挖潜措施后, 取得了较好的开发效果。一是产液结构和产量结构得到有效改善, 低效高液井、低效高注井大幅减少, 当年减少注

水量 127×10^4 m³, 减少产液量 60×10^4 t, 多产油 3 500 t, 节约注水费和污水处理费 60×10^4 t; 二是单元综合含水下降 0.3个百分点, 产量稳定在 320 t/d, 水油比下降 4.4 m³/t, 耗水比下降 13.1 m³/t; 三是扩大了水驱波及体积, 动用了层内剩余油, 7-27-266的 Ng⁶层每米相对吸水量由 8.1%上升到 11.7%, 7-30-286井 Ng⁶层上部每米相对吸水量由 0上升到 10.8%, 纵向吸水状况趋于均衡, 层内潜力得到发挥。增加可采储量 50×10^4 t, 提高采收率 3.0个百分点。

4 结论

孤东油田的不稳定注水工作经历从实践摸索到机理研究再到矿场实践的过程, 已经成为提高水驱开发效果的一项成熟技术。实践证明不稳定注水投资少、见效快、增油显著, 同时具有深厚的渗流理论基础, 对油藏条件要求很宽, 能够有效的减少无功注水、减少无功采液、有效挖掘剩余油潜力, 是一种深化二次采油、改善水驱油藏开发效果的有效技术手段。应优先选择注采关联相对独立的井组, 选择位于油层边部及井网相对不完善区井组, 选择层间差异较大的井组实施不稳定注水。不稳定注水实施期间, 油井工作制度应实施相应调整, 才能充分发挥不稳定注水的综合效果。不对称周期优于对称周期, 保持较高日注水平的短注长停式不稳定注水效果最好。鉴于高含水期注水开发效果的改善是全国许多老油田普遍面临的问题, 不稳定注水技术有望在更大范围内推广应用。

参考文献:

- [1] 黄伏生, 陈维佳, 方亮, 等. 喇嘛甸油田注采无效循环治理的做法及效果 [J]. 大庆石油地质与开发, 2006, 25 (1): 70-72.
- [2] 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.
- [3] 刘云彬, 李永伏. 高含水后期周期注水应用的一个实例 [J]. 大庆石油地质与开发, 2005, 24 (5): 44-45.
- [4] 杨延明, 毕生, 何涛. 不稳定注水适应性分析 [J]. 大庆石油地质与开发, 2003, 22 (4): 32-33.
- [5] 葛家理, 宁正福, 刘月田. 现代油藏渗流力学原理 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2001.
- [6] 刘保相, 张春英. 基于 SPA 的双枝模糊决策分析 [J]. 模糊系统与数学, 2006, 20 (4): 74-78.
- [7] 刘玉梅, 刘丹, 徐颖. 孤东油田不稳定注采压差及注采比的确定 [J]. 大庆石油学院学报, 2005, 29 (1): 46-48.

编辑: 邵宪志