

文章编号: 0253-2697(2009)05-0717-05

氮气辅助 SAGD 开采技术优化研究

高永荣 刘尚奇 沈德煌 郭二鹏

(中国石油勘探开发研究院 北京 100083)

摘要: 利用物理模拟及数值模拟方法,研究了在蒸汽辅助重力泄油(SAGD)过程中添加氮气提高顶水超稠油油藏开发效果的生产机理,主要包括:形成隔热层,降低热损失,提高热效率;维持系统压力,改善流度比;降低原油黏度,提高流动能力。优选出了氮气注入方式、氮气与蒸汽比和氮气总注入量。研究表明,氮气辅助 SAGD 开采技术在杜 84 块馆陶油层开采中是可行的,有利于蒸汽腔的侧向扩展,增加蒸汽的横向波及体积;在 SAGD 过程中添加氮气能够有效控制顶水下泄,延长 SAGD 生产时间 3~4 年,提高了油藏采收率和油气比。

关键词: 超稠油;顶水油藏;蒸汽超覆;氮气;蒸汽辅助重力泄油(SAGD)

中图分类号: TE345

文献标识码: A

Optimization of N₂ injection technology during steam assisted gravity drainage process

GAO Yongrong LIU Shangqi SHEN Dehuang GUO Erpeng

(PetroChina Exploration and Development Research Institute, Beijing 100083, China)

Abstract: The physical simulation and numerical modeling were used to study the production mechanism of adding N₂ during steam assisted gravity drainage (SAGD) process in super heavy oil reservoir with top water. These mechanisms mainly include forming insulation layer to reduce heat loss and increase heat efficiency, maintaining reservoir pressure, and reducing oil viscosity to improve mobility. The N₂ injection method, N₂-to-steam ratio and N₂ injection volume were optimized. The application results of the N₂ injection technology in Guantao reservoir of Du84 block showed that the N₂ injection technology during SAGD process was feasible and beneficial for expansion of steam chamber in sideways and increase of the horizontal sweep volume. N₂ injection during SAGD process could effectively control the down flow of top water and lengthen SAGD production time by 3-4 years. Both the reservoir recovery factor and oil steam ratio could be improved.

Key words: super heavy oil; top water reservoir; steam override; N₂; steam assisted gravity drainage

蒸汽辅助重力泄油(SAGD)技术是开采超稠油油藏的一种经济有效的技术。然而由于油藏的复杂性, SAGD 技术实施过程中存在的问题各不相同。辽河油田杜 84 块馆陶组是带有顶水的超稠油油藏,虽然前期 SAGD 试验已经取得了初步效果,但由于 SAGD 生产是连续注蒸汽,蒸汽超覆现象非常严重,一旦热量到达油层顶部,很容易使顶水下泄,将使得该项技术变为低效益或无经济效益。因此,如何防止顶水下泄,改善 SAGD 的开采效果,进一步提高其经济效益,是 SAGD 成功与否的关键。基于以上状况,笔者对氮气辅助 SAGD 技术进行了研究,并优化了该技术在现场实施的注采参数。

1 油藏地质概况

辽河油田杜 84 块馆陶油层构造比较单一,其顶、底面均为南东倾斜的单斜构造,倾角为 $2^{\circ} \sim 3^{\circ}$ 。油藏顶部深度为 530~640 m,油层厚度为 150~170 m。原始油藏温度为 28~32 °C,原始油藏压力为 6.14 MPa。

馆陶油层埋藏浅、岩石结构疏松,平均孔隙度为 36.2%,平均渗透率为 $5.540 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于高孔隙度、高渗透率储层。馆陶油层内部无纯泥岩隔夹层,油层与顶、底水直接接触,尤其是顶水普遍存在且底水局部发育,这给开发造成较大难度。

馆陶油层原油具有以下特点:①原油密度高,20 °C

基金项目: 国家高技术研究发展计划(863)项目(2006AA06Z229)部分成果。

作者简介: 高永荣,女,1965年9月生,1989年毕业于西南石油学院油藏工程专业,现为中国石油勘探开发研究院热采所高级工程师,主要从事稠油热采机理及新技术研究工作。E-mail: yrgao@petrochina.com.cn

原油密度为 1.007 g/cm^3 ; ②原油黏度高, 50°C 地面脱气原油黏度为 $23.2 \times 10^4 \text{ mPa}\cdot\text{s}$; ③胶质与沥青质含量高达 52.9%; ④凝固点高达 27°C , 含蜡量高达 2.44%, 根据原油筛选标准属于超稠油油藏。

2 注氮气开采稠油机理

2.1 形成隔热层, 降低热损失

氮气分布在蒸汽腔上部^[1], 形成隔热层, 减少蒸汽向上覆岩层的传热速度, 提高热效率。图 1 是在不同温度和压力条件下, 氮气密度与不同干度蒸汽密度的对比。当蒸汽干度分别为 60% 和 70% 时, 氮气的密度小于蒸汽的密度; 当与干蒸汽对比时, 只有当温度高于 320°C 或压力高于 12 MPa 时, 氮气的密度才小于水蒸汽的密度。因此, 蒸汽遇冷凝析特性是氮气分布在汽腔顶部的主要依据。

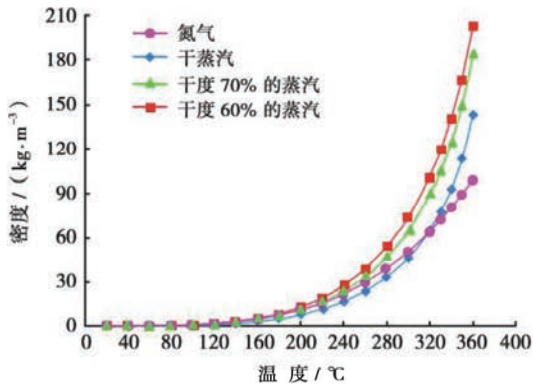


图 1 不同条件下氮气密度与不同干度蒸汽密度对比
Fig. 1 Density comparison of nitrogen and steam under different conditions

另外, 物质的 3 种状态的导热系数由大到小的排序依次为固体、液体、气体。根据 GB4272—92 规定凡平均温度不高于 350°C , 导热系数小于 $0.12 \text{ W/m}\cdot\text{K}$ 的材料称为隔热材料。由氮气在不同温度及压力下的导热系数可知, 氮气属于隔热材料的范畴, 能够起到很好的隔热作用^[2]。

2.2 维持系统压力, 改善流度比

气体的压缩系数和膨胀系数都较大, 分布在蒸汽腔上部的氮气能够起到维持系统压力、向下驱替原油的作用, 从而提高油藏的泄油能力。由不同温度下蒸汽黏度与氮气黏度对比曲线可知(图 2), 氮气的黏度大于蒸汽的黏度; 温度越高, 黏度差越大。这一特点能减弱黏性指进, 使驱替前缘均匀, 提高波及体积和驱油效率^[3-5]。

2.3 降低原油黏度, 提高流动能力

氮气在原油中溶解能降低稠油黏度, 提高流动能力, 其黏度降低幅度取决于氮气在稠油中的溶解度。

利用稠油高温高压相态平衡物理设备, 测定了氮气在温度 $100\sim 250^\circ\text{C}$ 及压力分别为 2 MPa 、 4 MPa 条件下, 氮气在原油中的溶解度和含气原油黏度(表 1)。

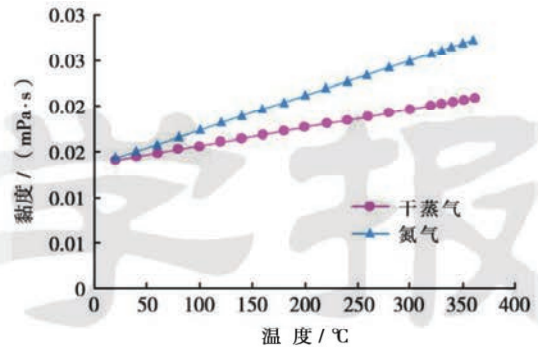


图 2 不同温度下蒸汽黏度与氮气黏度对比曲线
Fig. 2 Viscosity comparison of nitrogen and steam at different temperature

表 1 氮气溶解度与含气油黏度测试结果

Table 1 Testing results of N_2 solubility in oil and viscosity of gas-bearing oil

压力/ MPa	温度/ $^\circ\text{C}$	脱气油黏度/ $\text{mPa}\cdot\text{s}$	溶解度/ $(\text{m}^3\cdot\text{m}^{-3})$	溶解 N_2 后原油 黏度/ $\text{mPa}\cdot\text{s}$
2.0	50	126.800	—	—
	100	1.520	0.749	1.444
	150	1.10	0.676	105.4
	200	22.4	0.564	21.6
	250	8.3	0.425	8.2
4.0	50	126.800	—	—
	100	1.520	1.134	1.420
	150	1.10	1.021	103.6
	200	22.4	0.854	21.4
	250	8.3	0.667	8.1

由表 1 可知, 氮气在杜 84 块馆陶油层地面脱气原油中的溶解度随压力的升高而增大, 随温度的升高而减小。在研究的压力、温度范围内, 该值的变化范围为 $(0.425\sim 1.134) \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。饱和氮气的原油黏度随温度的升高而减小, 且在较低温度范围内原油黏度的降低更为显著。含气原油的黏度随压力的增加而降低, 这是由于溶解氮气后的原油使原系统中液—液分子间的作用力变为液—气分子间的作用力; 压力增加, 氮气在原油中的溶解度增大, 因此使溶解氮气的原油黏度降低。它表明在注入氮气过程中, 适量氮气的溶解能有效降低原油在油层中的渗流阻力, 辅助加热降黏的效果。

3 数值模拟

利用 GridStat 地质建模软件, 利用井点的测井解释数据和分层数据, 建立了 $420 \text{ m} \times 160 \text{ m}$ 范围包括 2 口水平井和 24 口直井的三维非均质地质模型(图 3)。

3.1 SAGD 剩余油分布

利用加拿大 CMG 公司的热采软件 STARS 进行了注蒸汽数值模拟研究。通过对单井和整个模型共 26 口井的累积产油、累积产液量进行蒸汽吞吐和 SAGD 生产动态历史拟合, 认识了 SAGD 期间的汽腔发展状态及剩余油的分布特点。蒸汽腔侧向扩展速度小于垂向扩展速度; 沿水平段方向渗透率较高、吞吐期间预热较好的区域, 蒸汽腔发育好, 温度相对较高, 剩余油饱和度低; 有些水平井段单方向受效, 有些水平井段双方向受效, 有些水平井段两个方向都没有受效, 造成沿水平井段产量差异较大。

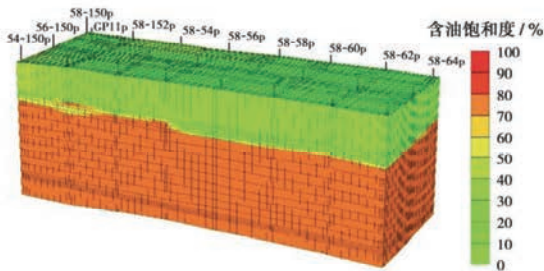


图 3 三维非均质含油饱和度地质模型

Fig. 3 3-D heterogeneous geological model for the distribution of oil saturation

3.2 注氮气可行性分析

STARS 模型将油、水、蒸汽、氮气分别作为独立的组分, 输入气液平衡常数、气体密度、气体黏度等与油层温度、压力有关的参数, 模拟氮气的各种作用^[6-7]; 根据黏度的线性混合法则, 计算混合油的黏度。表 2 为蒸汽与氮气混注与纯蒸汽 SAGD 生产指标。加入氮气后的生产油汽比为 0.241, 低于纯蒸汽 SAGD 的生产油汽比(0.270), 但生产时间延长了 3 年, 累积采油量提高了 $16.4 \times 10^4 \text{ t}$ 。

表 2 蒸汽与氮气混注与纯蒸汽注入方式下 SAGD 生产指标

Table 2 SAGD performance for different gas injection modes

注入方式	生产时间/d	注汽量/ 10 ⁴ t	采油量/ 10 ⁴ t	油汽比	平均单井采 油量/(t·d ⁻¹)
纯蒸汽	2557	223.7	60.5	0.270	118.3
蒸汽+氮气	3652	319.6	76.9	0.241	109.4

图 4 为氮气组分与蒸汽组分分布形态说明, 注入的氮气分布在蒸汽腔周围, 尤其是汽腔的上部浓度最高。

3.3 注氮气辅助 SAGD 注入参数优化

3.3.1 氮气注入方式

模拟研究了氮气随蒸汽连续注入与段塞式注入两种方式。段塞式注入即为间隔式注入氮气。间隔注入的时间定义为段塞尺寸。模拟的段塞尺寸分别为 2 个月、3 个月、4 个月及 6 个月。

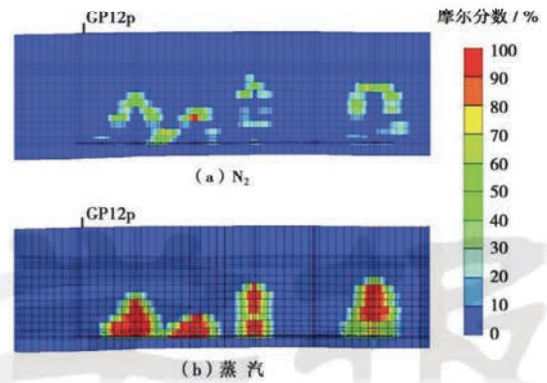


图 4 氮气组分与蒸汽组分分布

Fig. 4 Distribution of molar concentration for N₂ and steam

研究结果表明(表 3), 与连续注入相比, 段塞式注入缩短了生产时间, 提高了油汽比。在相同时间内, 氮气量的减少, 为蒸汽腔在垂向和侧向的扩展提供了较大的空间。因此, 推荐氮气以段塞方式注入。但氮气的加入存在一个合适的段塞, 如果段塞过大, 氮气占据油藏孔隙体积的空间就会增加, 相应减小了蒸汽腔扩展空间和蒸汽加热油藏体积从而减少了可动用储量。

表 3 不同氮气段塞尺寸的效果预测结果

Table 3 Simulation results for different nitrogen-slugs injection

氮气注入 方式	生产时间/ d	注汽量/ 10 ⁴ t	采油量/ 10 ⁴ t	平均单井产 油量/(t·d ⁻¹)	油汽比	
连续	3652	319.6	76.9	105.3	0.241	
段塞/月	2	3286	287.5	72.1	109.7	0.251
	3	3100	271.3	70.0	112.9	0.258
	4	3035	265.6	69.6	114.7	0.262
	6	2920	255.5	63.9	109.4	0.250

图 5 给出了不同段塞尺寸开采效果的对比结果。随着段塞尺寸的增加, 累积采油量虽有降低, 但降低幅度较小, 而油汽比则逐渐升高。当段塞为 4 个月时油汽比最高。综合考虑各项开发指标, 推荐注氮气的最佳段塞尺寸为 4 个月。

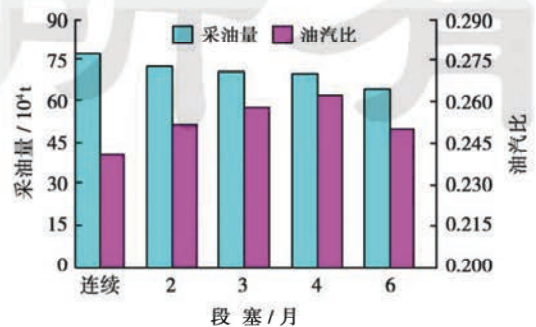


图 5 段塞大小与采油量和油汽比的关系

Fig. 5 Relationship between nitrogen-slugs vs cumulative oil and oil-steam ratio

3.3.2 氮气与蒸汽比

氮气与蒸汽比是气体辅助 SAGD 开发过程的重要参数,主要影响蒸汽腔的形成、扩展速度,从而影响泄油范围。二者保持一个合适的比例,即可以使蒸汽腔正常形成与扩展,又逐渐发挥了氮气隔热层的作用,使该技术取得更好的采油效果。为此,笔者进行了氮气与蒸汽比的敏感性分析,模拟范围为 0.20~1.20。模拟过程中,保持单井注蒸汽速度为 125 t/d,井底蒸汽干度为 70%。模拟截止生产的条件为:沥青壳温度升高到 70℃,此时的黏度为 20 000 mPa·s,结果见表 4。当只注蒸汽时,生产时间为 2 557 d,采油量为 60.5×10^4 t;而氮气与蒸汽比例为 0.20 时,生产时间延长了 421 d,采油量提高了 9.3×10^4 t,油气比为 0.268。随着氮气与蒸汽比的逐渐增加,累积采油量上升,而油气比逐渐下降。

表 4 不同氮气与蒸汽比模拟结果

Table 4 Simulation results for different ratio of nitrogen to steam

氮气与蒸汽比例	生产时间/d	注汽量/ 10^4 t	采油量/ 10^4 t	平均单井产油量/($t \cdot d^{-1}$)	油气比
0.0	2557	223.7	60.5	118.1	0.270
0.20	2978	260.6	69.8	117.3	0.268
0.40	3230	282.6	74.9	115.9	0.265
0.60	3350	293.1	76.8	114.6	0.262
0.80	3410	298.4	75.5	110.7	0.253
1.00	3360	294.0	71.4	106.3	0.243

图 6 是氮气与蒸汽比与采油量和油气比的关系曲线。综合这两个指标,最佳氮气与蒸汽比范围为 0.4~0.6。如果氮气注入过多,一方面气体占据大量的孔隙体积,致使蒸汽的注入量减少,虽然隔热作

表 5 氮气注入量的敏感性分析

Table 5 Sensitivity analysis for different N_2 -injection volume

氮气注入量/PV	生产时间/d	注汽量/ 10^4 t	采油量/ 10^4 t	油气比	采收率/%	氮气层厚度/m
0.02	2778	243.1	65.1	0.268	34.8	3.0
0.05	3050	266.9	71.0	0.266	38.0	7.5
0.10	3390	287.9	76.3	0.265	40.8	15.0
0.15	3450	301.9	77.3	0.256	41.3	22.4
0.20	3510	307.1	75.9	0.247	40.6	29.9
0.25	3520	308.0	73.3	0.238	39.2	37.4

3.3.4 蒸汽注入量

物理模拟研究表明,适量减少蒸汽注入量,可以提高油气比,增加经济效益。根据井筒热损失计算结果^[8],为确保井底蒸汽干度在 70% 以上,确定了单井注汽速度不能低于 100 t/d。在保持氮气与蒸汽比为 0.5 的条件下,减少蒸汽量 20%,预测结果如表 6 所示。

用越来越明显,但毕竟蒸汽是携热的唯一载体,带入油藏的热量越多,原油流动性就会提高得越快。另一方面,如果注入过量的氮气,就会增加注汽井和生产井之间的可流动气体饱和度,气体的流动性增强,从而形成汽-气窜,浪费大量的氮气且造成采油量和油气比都降低。

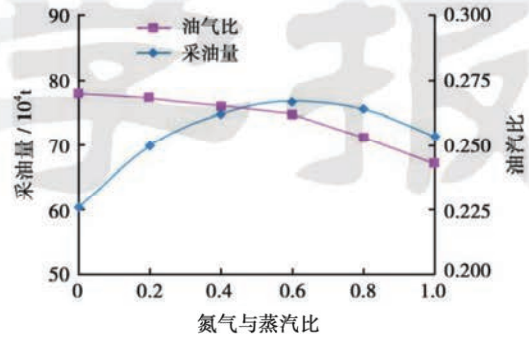


图 6 氮气与蒸汽比与采油量和油气比的关系曲线

Fig. 6 Relationship between the ratio of nitrogen to steam vs cumulative oil and oil-steam ratio

3.3.3 氮气注入量

模拟结果表明(表 5),氮气的有效注入量对开发效果的影响存在一个临界值,大约为 0.10 PV。当注入量小于 0.10 PV 时,氮气隔热层厚度薄,隔热持续时间较短,沥青壳温度升高速度快,导致顶水较早下泄。当超过 0.10 PV 时,再继续注氮气,虽然可延长生产时间,但造成采油速度和油气比都降低,使开发效果变差。因此,现场最佳的氮气注入量为地下体积的 0.10 PV,相当于在油层顶部逐渐形成厚度为 10~15 m 的氮气层。此时,形成的隔热层较稳定,且在 SAGD 有效生产期内控制顶水下泄。

模拟结果表明,蒸汽量减少后,不仅使油气比得到了大幅度提高,而且也提高了采收率。油气比由 0.265 提高到 0.307,采收率由 40.8% 提高到 43.7%。但由于延长了生产时间,使采油速度稍有降低。因此,在优化注采参数条件下,氮气辅助 SAGD 开采方式将会取得预期理想的开发效果。

表 6 不同蒸汽注入速度的模拟结果

Table 6 Simulation results for different steam injection rate

蒸汽注入速度/(t·d ⁻¹)	N ₂ 与蒸汽比	生产时间/d	注汽量/10 ⁴ t	采油量/10 ⁴ t	油汽比	采收率/%	采油速度/%
700	0.5	3800	266.0	81.7	0.307	43.7	4.2
875	0.5	3290	287.9	76.3	0.265	40.8	4.5

4 结 论

(1) 油藏工程分析结果表明, 氮气分布在蒸汽腔上部, 形成隔热层, 减少蒸汽向上覆岩层的传热速度, 降低热损失, 提高热效率。

(2) 物理实验表明, 氮气溶解于原油后能降低原油黏度, 提高原油流动性。

(3) 数值模拟研究证明, 氮气辅助 SAGD 开采技术在杜 84 块馆陶油层是可行的, 有利于蒸汽腔的侧向扩展, 增加蒸汽的横向波及体积。

(4) 在优化的氮气与蒸汽比、氮气总注入量、蒸汽注入速度等参数条件下, 能有效延长生产时间, 提高油汽比和采收率。

参 考 文 献

- [1] Reid R C, Prausnitz J M. The properties of gases and liquids[M]. New York: McGraw-Hill, 1987: 87-190.
- [2] 李士伦, 张正卿, 冉新权, 等. 注气提高石油采收率技术[M]. 成都: 四川科学技术出版社, 2001: 180-185.
Li Shilun, Zhang Zhengqing, Ran Xinquan, et al. EOR Techniques with gas injection[M]. Chengdu: Sichuan Science & Technology Print, 2001: 180-185.
- [3] 高永荣, 刘尚奇, 沈德煌, 等. 超稠油氮气、溶剂辅助蒸汽吞吐开采技术研究[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(2): 73-75.
Gao Yongrong, Liu Shangqi, Shen Dehuang, et al. Study on N₂ and solvent assisted steam stimulation in a super-heavy oil reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(2): 73-75.
- [4] 袁士义, 刘尚奇, 张义堂, 等. 热水添加氮气泡沫驱提高稠油采收率研究[J]. 石油学报, 2004, 25(1): 51-61.
Yuan Shiyi, Liu Shangqi, Zhang Yitang, et al. Enhancing heavy oil recovery with hot water flooding by adding nitrogen and surfactant[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(1): 51-61.
- [5] 赵仁保, 岳湘安, 柯文奇, 等. 氮气泡沫体系稳定性的影响因素研究[J]. 石油学报, 2009, 30(1): 84-87.
Zhao Renbao, Yue Xiang'an, Ke Wenqi, et al. Study on influence factors for stability of nitrogen foam system[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(1): 84-87.
- [6] 霍进, 黄伟强, 彭通曙, 等. 浅层特超稠油油藏氮气辅助蒸汽吞吐提高采收率研究与应用[J]. 新疆石油科技, 2007, 17(4): 17-18, 23.
Huo Jin, Huang Weiqiang, Peng Tongshu, et al. Study and application of N₂ assisted steam soaping EOR techniques in shallow super heavy oil reservoir[J]. Xinjiang Petroleum Science & Technology, 2007, 17(4): 17-18, 23.
- [7] Garcia F M, Meneven S A. A successful gas-injection project in a heavy oil reservoir[R]. SPE 11988, 1983.
- [8] Gao Yongrong, Liu Shangqi, Zhang Yitang, et al. Implementing steam assisted gravity drainage through combination of vertical and horizontal wells in a super-heavy crude reservoir with top-water[R]. SPE 77798, 2002.
- (收稿日期 2008-12-11 改回日期 2009-01-24 编辑 黄小娟)
- (上接第 716 页)
- [4] 刘振武, 撒利明, 张研, 等. 中国天然气勘探开发现状及物探技术需求[J]. 天然气工业, 2009, 29(1): 1-7.
Liu Zhenwu, Sa Liming, Zhang Yan, et al. Status quo of natural gas exploration and development and technical demand for geophysical exploration in China[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(1): 1-7.
- [5] 韩大匡. 准确预测剩余油相对富集区提高油田注水采收率研究[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 73-78.
Han Dakuang. Precisely predicting abundant remaining oil and improving the secondary recovery of mature oilfields[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 73-78.
- [6] Wood P, Petterson S, Gibson D, et al. Serial high resolution 3D survey revives the fortunes of a mature oil field[G]//SEG Expanded Abstracts, US: SEG, 1999: 1418-1421.
- [7] Boelle J L, Hugonnet P, Navion S, et al. Wide-azimuth techniques for processing high density 3D OBC data[G]//SEG Expanded Abstracts, US: SEG, 2008: 973-977.
- [8] Harris B, Urosevic M, Kepic A. 3D seismic reflection and VSP for hydrogeology [G]//SEG Expanded Abstracts, US: SEG, 2008: 3619-3620.
- [9] Manukyan E, Maurer H, Marelli S, et al. Non-intrusive monitoring using seismic tomography at the Mont Terri rock laboratory [G]//SEG Expanded Abstracts, US: SEG, 2008: 1268-1272.
- [10] Ritzwoller M H, Levshin A L. Estimating shallow shear velocities with marine multicomponent seismic data[J]. Geophysics, 2002, 67(6): 1991-2004.
- [11] Zou Xuefeng, Zhan Shifan, Deng Zhiwen, et al. 3C/3D seismic exploration technology and application results[G]//SEG Expanded Abstracts, US: SEG, 2007: 1059-1063.
- [12] Lumley D E, Nunns A G, Delorme G, et al. Meren Field, Nigeria: A 4D seismic case study[G]//SEG Expanded Abstracts, US: SEG, 1999: 1628-1631.
- [13] El Ouair Y, Strånen L K. Value creation from 4D seismic at the Gullfaks Field: Achievements and new challenges[G]//SEG Expanded Abstracts, US: SEG, 2006: 3250-3254.
- (收稿日期 2009-04-31 改回日期 2009-06-30 编辑 黄小娟)