

# 低渗孔隙型碳酸盐岩稠油油藏开发对策 ——以叙利亚O油田为例

宋传真,刘传喜,徐婷,曹丽丽,丁一萍,杨森

(中国石化石油勘探开发研究院,北京100083)

**摘要:**叙利亚O油田SH\_B油藏为典型的低渗孔隙型块状碳酸盐岩稠油油藏,因“低渗、油稠”等突出特点,在现行的井网和开采方式下油藏开发效果差,主要表现为“三低”,即储量动用程度低、单井产量低和油藏采收率低,尚无一套经济有效、可实施的开发方案。目前,低渗稠油油藏开发在国内外没有成功案例,也没有成熟技术及经验可借鉴,如何经济有效开发属世界级难题。为此,以“提高开发效益,实现有效开发”为目标,针对低渗稠油油藏面临的“三低”问题,应用油藏工程方法、数值模拟和经济评价技术,系统开展了开发方式、井型井网井距、水平段长度及水平井热采参数等优化研究,形成了低渗碳酸盐岩稠油油藏开发对策研究方法,针对性地提出了SH\_B油藏的开发对策。优化确定的油藏开发技术对策为开发方案编制奠定了基础,也为国内外类似油藏开发提供了借鉴。

**关键词:**低渗透率;孔隙型;稠油;碳酸盐岩储层;叙利亚

中图分类号:TE345

文献标识码:A

## Development strategies for low-permeability carbonate heavy oil reservoirs: A case study from O oilfield in Syria

Song Chuanzhen, Liu Chuanxi, Xu Ting, Cao Lili, Ding Yiping, Yang Sen

(Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

**Abstract:** Reservoir SH\_B of O oilfield in Syria is atypical porous carbonate heavy oil reservoir with low-permeability. It strikingly features in low permeability and high viscosity. Under the present well patterns and development models, the development effect here is poor and it is manifested by three-low parameters: low ratio of produced reserves to proved reserves, low single well production and low recovery. No cost-effective and enforceable development plan has been proposed. Presently, there is no successful case on low-permeability heavy oil reservoir development and no mature technology and experience for reference. The development of this kind of reservoir is still a world-class challenge. In order to improve development benefits and realize effective development, reservoir engineering theories and methodologies, numerical simulation and economic evaluation techniques are used to study and optimize systematically the development models, well types, well patterns, well spacing, lateral length, and thermal recovery parameters of horizontal well. Research methods for developing carbonate heavy oil reservoir are suggested, and development strategy specifically for reservoir SH\_B is proposed. The optimized development technical policy lays a foundation for development planning and provides a reference for domestic and foreign analogous reservoirs.

**Key words:** low permeability, pore type, heavy oil, carbonate reservoir, Syria

低渗碳酸盐岩稠油油藏具有“低渗、油稠”等突出特点,如何经济有效开发属世界级难题。此类油藏开发国内外都处于探索阶段,无成功经验借鉴。本文以叙利亚典型的低渗孔隙型碳酸盐岩稠油油藏——O油田SH\_B油藏为例,以“增加合同期累计采油量,提高整体效益,实现有效开发”为目标,探索性研究了低渗稠油油藏提高低渗储量动用率、提高单井产量和提高

油藏采收率的开发对策<sup>[1-4]</sup>,为油藏开发方案的编制奠定了基础,也为国内外类似油藏开发提供了借鉴。

## 1 油藏概况

O油田位于叙利亚Zagros褶皱带北缘,为受断层控制的断块、断鼻圈闭油藏。油田纵向上可分为3套

收稿日期:2014-11-20;修订日期:2014-12-25。

第一作者简介:宋传真(1974—),女,硕士、高级工程师,油气田开发。E-mail:songfax.syky@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05031-002);中国石化科技项目(P10089)。

层系。上部白垩系 SH\_B 层为主要含油层系,油层厚度为 30~120 m,油藏埋深为 1 400~1 700 m,地层压力为 13.79~15.17 MPa,地层压力系数为 0.86~0.95,油层温度为 49~50 ℃,地温梯度为 22 ℃/km,属常温常压油藏。SH\_B 储层以浅水高能环境下沉积的生物颗粒灰岩为主,孔隙度( $\Phi$ )为 18%~25%,渗透率( $K$ )为  $(37\sim89)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,储层物性平面上东低西高,纵向上呈明显反韵律特征。原油密度为 0.980~1.018 g/cm<sup>3</sup>,地面脱气原油粘度(50 ℃)为 200~10 000 mPa·s,原油性质平面差异大,西北区和中部原油密度( $\rho$ )大、粘度( $\mu$ )高。主区和西南区流度( $K/\mu$ )高于  $0.5\times10^{-3}\mu\text{m}^2(\text{mPa}\cdot\text{s})^{-1}$ ;西北区流度低于  $0.2\times10^{-3}\mu\text{m}^2(\text{mPa}\cdot\text{s})^{-1}$ 。综合分析认为,SH\_B 油藏属孔隙型中孔低渗灰岩块状低流度稠油油藏(图 1)。

SH\_B 油藏已有 30 多年的勘探开发历史。从 1982 年开始试采,至 2004 年才开始加大开发力度,目前尚处于低产、低速开采阶段。在现行井网和开采方式下,油藏开发表现为“三低”,即储量动用程度低(主区 37.5%、西北区 13.5%)、单井产量低(80%的油井低于 100bbl/d)、油藏采收率低(主区 4.5%、西北区 2.7%),是油藏开发对策研究亟需解决的核心和关键问题。

## 2 低渗稠油油藏开发对策

针对 SH\_B 油藏面临的“三低”,应用油藏工程方法、数值模拟和经济评价技术,以“单井经济界限”为约束,系统开展开发方式、井型井网井距、水平段长度及水平井热采参数等优化研究,形成低渗碳酸盐岩稠油油藏开发对策研究的技术思路和研究方法(图 2),提出 SH\_B 油藏的开发对策。

### 2.1 单井经济界限

“效益”是油田开发投资决策的关键,以单井经济界限为约束的油井优化设计是制定有效开发对策的基础。单井经济界限是指在现有油田开发技术、合同模式和财税体制下,新钻井能收回投资、采油操作费并获得最低收益率时所应达到的最低初始产量和累积产油量。

目前 SH\_B 油藏主要以采用水平井进行天然能量开采为主,西北区则因稠油高粘度以蒸汽吞吐开发为主。根据资源国的财税政策、O 油田合同模式和经济运行规律,基于 SH\_B 油藏平均单井投资、操作成本、合同约定税费及油井产量变化模式(稳产期和递减率),建立单井经济界限评价模型,以油井有效开发必

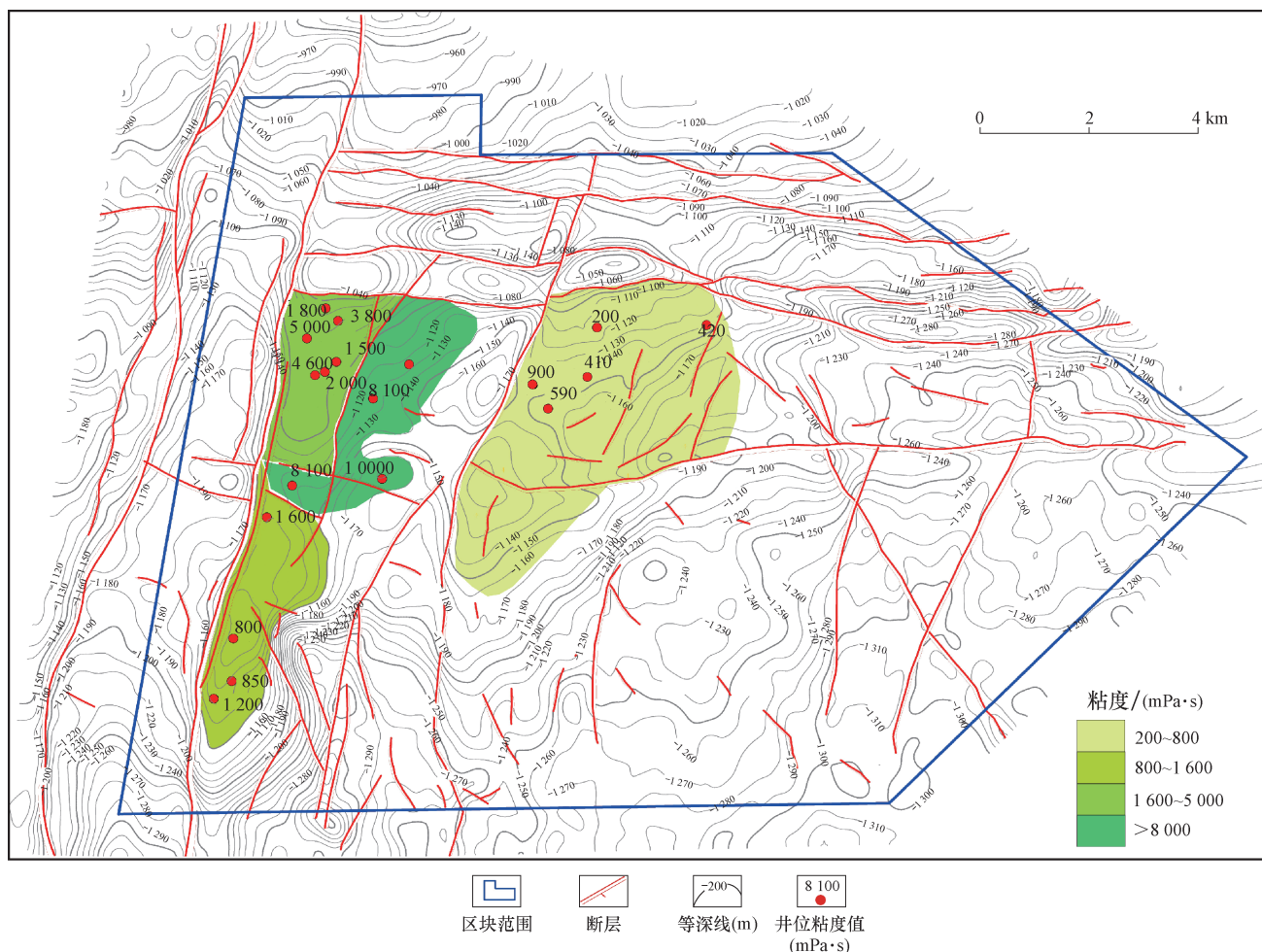


图 1 叙利亚 O 油田 SH\_B 油藏顶面构造及原油粘度分布

Fig. 1 Top structure and oil viscosity distribution of SH\_B reservoir in Oudel oilfield, Syria

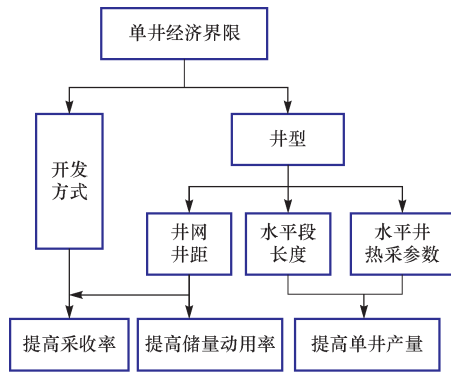


图2 开发对策研究技术路线

Fig. 2 Technology road map of field development strategy research

须满足最低目标收益率 10% 和投资回收期 10 年等经济条件为约束,迭代求取不同油价、不同开发方式下油井初期日产油和经济可采储量界限值<sup>[5]</sup>(表 1)。

单井初始产量界限模型:

$$Q_c \sum_{t=1}^{P_T} \{ \eta_t [P_t n (1 - r_c) - C_{ov,t}] \} - P_T \sum_{t=1}^{P_T} (I_t + S_{of,t}) \geq 0 \quad (1)$$

$$Q_c \sum_{t=1}^t \{ \eta_t (1 + i_c)^{-t} [P_t n (1 - r_c) - C_{ov,t}] \} - \sum_{t=1}^t [(I_t + S_{of,t}) (1 + i_c)^{-t}] \geq 0 \quad (2)$$

$$\text{单井可采储量界限: } N_R = \sum_{t=1}^t Q_t \quad (3)$$

SH\_B 油藏在油价 65 \$/bbl (贴水后) 的条件下,天然能量开采直井初期产量界限为 30 bbl/d (约为 4.8 m<sup>3</sup>/d),可采储量界限为 78.5 Mbbl (约为 1.25 × 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>);天然能量开采水平井初期产量界限为 54 bbl/d (约为 8.6 m<sup>3</sup>/d),可采储量界限为 91.4 Mbbl (约为 1.45 × 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>);蒸汽吞吐开采水平井初期产量界限为 64 bbl/d (约为 10.1 m<sup>3</sup>/d),可采储量界限为 142.6 Mbbl (约为 2.27 × 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>)。

## 2.2 提高采收率对策

SH\_B 油藏在目前开发方式和井网条件下,采收率很低(主区为 4.5%、西北区为 2.7%)。对于稠油油藏来说,开发方式是影响采收率的主导因素,它决定了井网和井距的优化以及配套开采工艺技术的选择。因

此,优化合理的开发方式是提高稠油油藏采收率的关键,也是论证其他开发技术政策的前提。

目前稠油油藏提高采收率主要采用热力采油。考虑 SH\_B 油藏平面和纵向流量差异性等地质特点及现场实施的可行性,依据效益最大化原则,通过数值模拟手段,优化确定分区、分层的有效开发方式,以达到提高采收率的目的。

根据地质认识,建立单井数值模型,预测了不同油层厚度、不同流量条件和不同生产压差条件下的水平井开发指标(图 3)。研究发现:

1) 主区和西南区 SH\_B1 层流量大于 0.5 × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup> (mPa · s)<sup>-1</sup>,采用天然能量开采,在合理生产压降范围内(≤8 MPa),合同期内油井累产油皆大于单井累产经济界限要求,水平井可实现有效开发。

2) 主区和西南区 SH\_B2 层和西北区流量低于 0.2 × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup> (mPa · s)<sup>-1</sup>,满足单井累产经济界限的生产压降大于 10 MPa,高于合理地层压降 8 MPa;泄油半径要求达到 135 m,大于合同期内的最大泄油范围 60 m,因此,天然能量开采达不到经济有效开发要求,必须考虑热采。

对于流量低于 0.2 × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup> (mPa · s)<sup>-1</sup> 需要热采的区域,进一步利用模型预测了蒸汽吞吐、热水驱和蒸汽驱等开发方式下的开发指标(图 4)。结果表明,在目前技术条件下,蒸汽吞吐开发效果最好,预计比天然能量开采提高采收率 5% ~ 7%;热水驱、蒸汽驱预测提高采收率幅度较小,且投资大,可行性差。考虑技术经济指标和现场可实施性,推荐蒸汽吞吐为西北块等低流量区合理有效的开发方式。

综上所述,考虑 SH\_B 油藏平面和纵向流量差异性,优化确定了分区分层有效且现实可行的开发方式。主区和西南区 SH\_B1 层平均流量高于 0.5 × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup> (mPa · s)<sup>-1</sup>,前期采用天然能量开采,后期可考虑转蒸汽吞吐以达到进一步提高采收率的目的;西北高粘区及主区和西南区的 SH\_B2 层平均流量低于 0.2 × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup> (mPa · s)<sup>-1</sup>,采用蒸汽吞吐开发。

## 2.3 提高储量动用程度对策

SH\_B 油藏储层渗透率低,油井动用范围局限,

表1 油井经济界限测算结果

Table 1 Estimated economic limits of single wells

| 贴水后油价<br>(\$/bbl) | 直井                                   |                 | 水平井                                  |                 |                                      |                 |
|-------------------|--------------------------------------|-----------------|--------------------------------------|-----------------|--------------------------------------|-----------------|
|                   | 天然能量开采                               |                 | 天然能量开采                               |                 | 热采                                   |                 |
|                   | 年平均初期产量/<br>(bbl · d <sup>-1</sup> ) | 经济可采储量/<br>Mbbl | 年平均初期产量/<br>(bbl · d <sup>-1</sup> ) | 经济可采储量/<br>Mbbl | 年平均初期产量/<br>(bbl · d <sup>-1</sup> ) | 经济可采储量/<br>Mbbl |
| 55                | 41                                   | 90.9            | 67                                   | 113.0           | 83                                   | 185.7           |
| 60                | 35                                   | 84.5            | 60                                   | 101.1           | 72                                   | 161.3           |
| 65                | 30                                   | 78.5            | 54                                   | 91.4            | 64                                   | 142.6           |
| 70                | 26                                   | 73.7            | 49                                   | 83.4            | 57                                   | 127.8           |
| 75                | 23                                   | 69.1            | 45                                   | 76.7            | 52                                   | 115.7           |

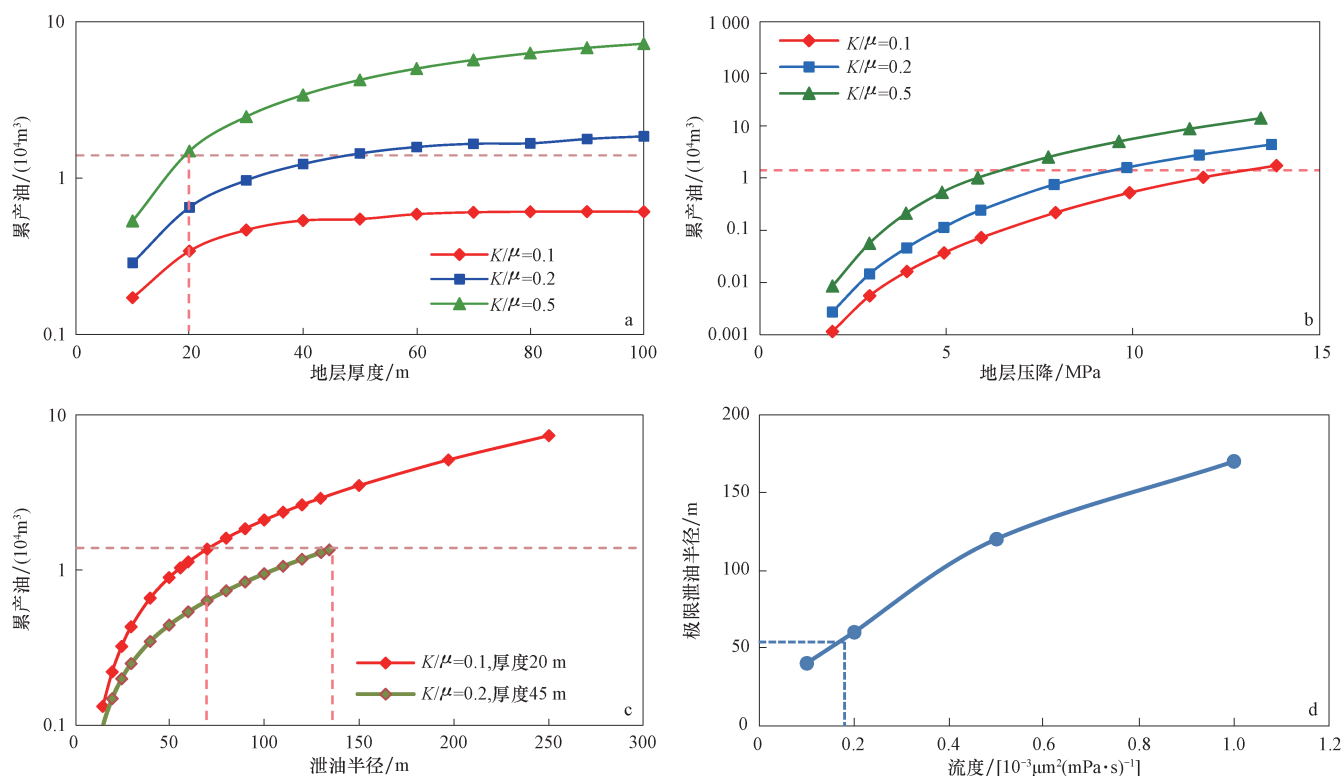


图3 水平井天然能量开采预测关系曲线

Fig. 3 Predicted relationship in natural depletion phase of horizontal wells

a. 累产油与油层厚度关系(水平井长400 m, 压降8 MPa); b. 累产油与地层压力关系(油层厚度30 m); c. 累产油与泄油半径关系(水平井长400 m 压降8 MPa); d. 流量与极限泄油半径关系  
[流量( $K/\mu$ )单位: $10^{-3} \mu\text{m}^2(\text{mPa} \cdot \text{s})^{-1}$ ,  $K$ 为渗透率,  $\mu$ 为粘度。]

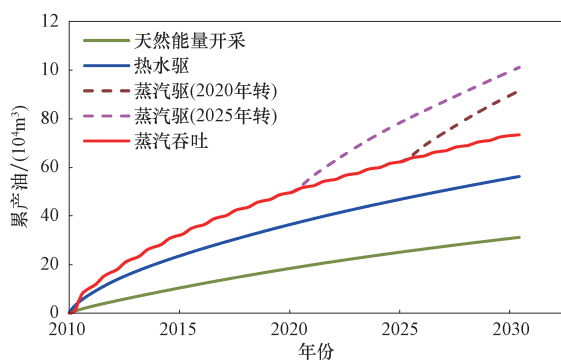


图4 叙利亚O油田西北高粘度区不同开发方式预测累产油对比曲线  
Fig. 4 Comparison of EURs among different development models in northwest high-viscosity block of Oudel oilfield, Syria

因目前开发井距大,天然能量开采方式下,整体储量动用程度偏低(主区为4.5%、西北区为2.7%)<sup>[6-7]</sup>。提高储量动用程度最直接方式就是井网加密。基于分区优化的合理开发方式,优选井型、优化井网井距,是提高低渗稠油油藏储量动用程度的关键。

### 2.3.1 井型优选

稠油油藏开发主要采用直井和水平井<sup>[8-12]</sup>。合理井型需考虑油藏地质特点和开发效果综合确定。

SH\_B油层因纵向上储层物性和流体性质差异大,目前投入开发的直井和水平井多部署在顶部SH\_

B1层,实际投产效果表明,直井初始日产油49.7 bbl/d,但单井累产油低于68 Mbbl,低于单井累积产油界限;水平井初始日产油135.4 bbl/d,是直井的2.7倍,平均单井累产油约142 Mbbl,高于单井累积产油界限。由此可见,水平井开发SH\_B油藏在提高单井产量方面具有明显的优势。

渗流特征研究表明,SH\_B油藏存在启动压力梯度。考虑启动压力梯度影响,建立直井的非达西渗流方程,通过解析法确定了生产压差、流量与泄油半径相关性(图5)。结果表明:在现有技术经济条件下,合同期内直井要满足天然能量开采单井累产经济界限要求,油藏流量应高于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2(\text{mPa} \cdot \text{s})^{-1}$ ,且有效动用界限大于150 m,超过极限动用界限120 m。因此,天然能量开采条件下,直井不能有效开发动用SH\_B油藏。

水平井具有增加单井控制储量、增大注汽能力以及大幅度提高单井产量和油汽比的作用,是目前国内外稠油开发的主导井型。SH\_B油藏水平井实际生产效果明显好于直井,数值模拟预测结果也表明,天然能量开采条件下,对于流量大于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2(\text{mPa} \cdot \text{s})^{-1}$ 的区域,水平井累积产油量高于单井累积产油界限(图3b);水平井热采合同期末累产油也高于单井累积产油界限(图6),可以实现SH\_B油藏的有效开发。

根据国内外水平井开发经验,适合水平井部署的



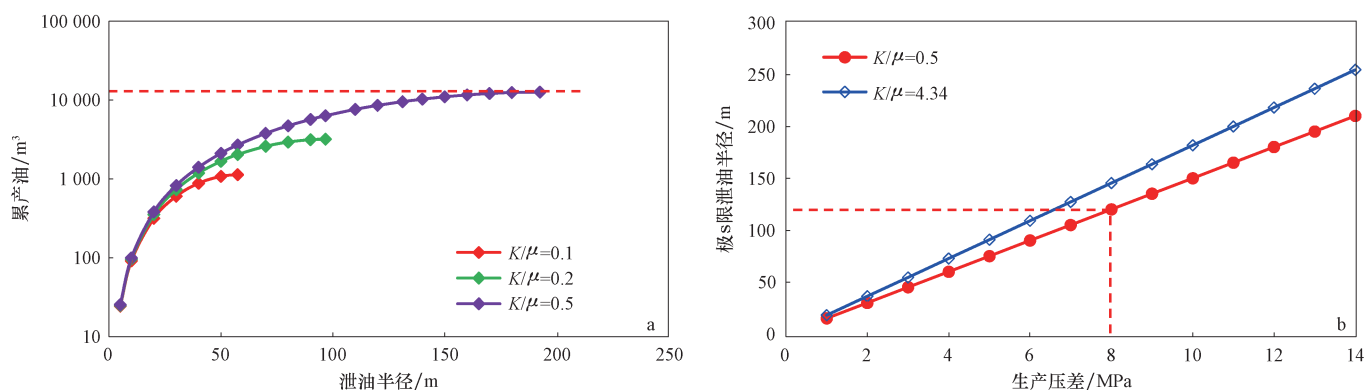


图5 直井天然能量开采预测关系曲线

Fig. 5 Predicted relationship in natural depletion phase of vertical wells

a. 累产油与泄油半径关系(压降 8 MPa); b. 极限泄油半径与生产压差关系

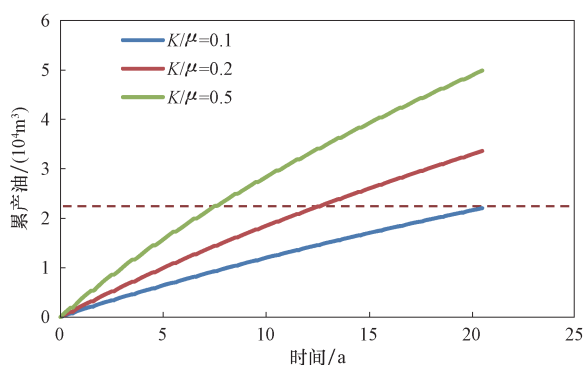
[流度( $K/\mu$ )单位: $10^{-3} \mu\text{m}^2 (\text{mPa} \cdot \text{s})^{-1}$ ,  $K$ 为渗透率,  $\mu$ 为粘度。]

图6 蒸汽吞吐条件下不同流度区水平井累产油预测曲线

Fig. 6 Accumulative production forecasts of horizontal wells in different mobility zones on CSS

[流度( $K/\mu$ )单位: $10^{-3} \mu\text{m}^2 (\text{mPa} \cdot \text{s})^{-1}$ ,  $K$ 为渗透率,  $\mu$ 为粘度。]

条件是油气层厚度( $h$ )与油层各向异性系数( $\beta$ )的乘积小于 100 m。SH\_B 油藏 P 级储量区油层有效厚度为 30 ~ 70 m, 油层各向异性系数小于 1.5 (根据两口井的全直径岩心分析数据确定), 由此可见, SH\_B 油藏基本满足  $\beta h < 100$  的要求, 可选用水平井开发。

综合以上分析, 推荐 SH\_B 油藏采用水平井开发。

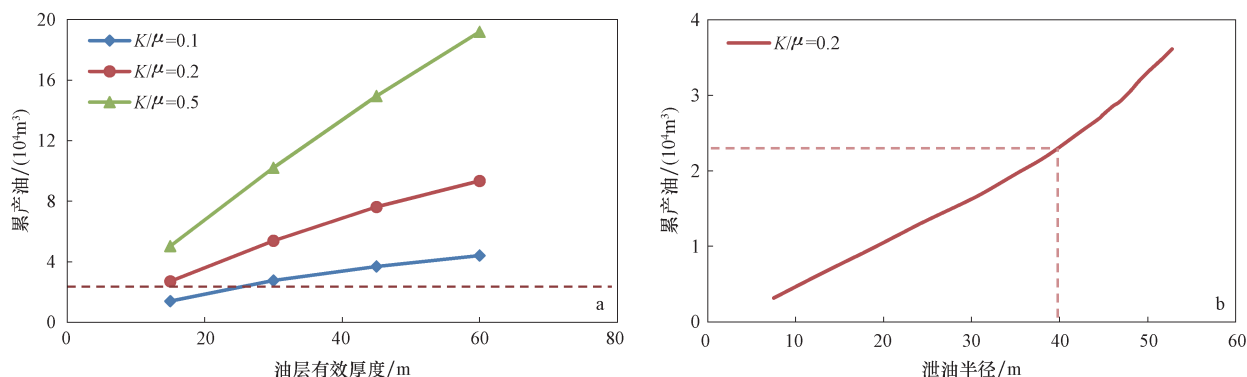


图7 水平井热采预测关系曲线

Fig. 7 Predicted relationship of horizontal wells on CSS

a. 累产油与油层厚度关系; b. 累产油与泄油半径关系

[流度( $K/\mu$ )单位: $10^{-3} \mu\text{m}^2 (\text{mPa} \cdot \text{s})^{-1}$ ,  $K$ 为渗透率,  $\mu$ 为粘度。]

### 2.3.2 井网井距优化

SH\_B 油藏因储层致密动用难度大, 有效动用范围较小。考虑 SH\_B 储层有效厚度大, 且纵向储层物性和流体性质差异大, 为实现油藏的有效动用, 采用水平井开发需部署多层井网进行分层开发。开发井距则以合同期内的采油量和效益为核心, 在确定经济极限井距基础上, 考虑经济效益与井距的关系, 综合分析确定。

#### 1) 数值模拟法

利用数值模拟首先预测天然能量和蒸汽吞吐开采条件下满足单井累产油界限时的动用范围(图 3, 图 5, 图 7), 进而确定不同油藏条件下的极限开发井距。

结果表明, 主区和西南区油藏流度大于  $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 (\text{mPa} \cdot \text{s})^{-1}$  时, 采用天然能量开发, 要求油层厚度下限为 20 m, 平面最小动用界限 75 m, 则最小开发井距为 150 m; 西北区油藏流度小于  $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 (\text{mPa} \cdot \text{s})^{-1}$ , 采用蒸汽吞吐开发, 要求的油层厚度界限为 15 m, 平面最小动用界限 40 m, 则最小开发井距为 80 m。

## 2) 单井控制储量法

根据单井经济极限累产和预测的采收率水平,确定不同开发方式下的单井极限控制储量,然后基于储量评价确定的 SH\_B1 层和 SH\_B2 层储量丰度,测算不同储量丰度下的极限开发井距。

SH\_B1 层和 SH\_B2 层主区和西南区储量丰度范围  $(250 \sim 450) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{km}^2$ , 西北区储量丰度较大  $(350 \sim 550) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{km}^2$ , 根据图版可以确定,主区和西南区 SH\_B1 层段在天然能量开采条件下,极限开发井距为 150 m;西北区及 SH\_B2 层段在蒸汽吞吐开发条件下的极限井距为 90 m(图 8)。

## 3) 经济评价法

考虑极限井距的要求,设计井距优化方案,在利用油藏数值模拟预测不同方案开发指标的基础上,通过经济评价确定合理的开发井距。

根据西北区地质和流体参数建立热采概念地质模型,论证蒸汽吞吐开采的开发井距。西北区厚度大,SH\_B1 层与 SH\_B2 层有效厚度约为 60 m,考虑热采厚度界限为 15 m,纵向上可考虑部署三层井网,并设计 5 种井距方案(80,100,120,140,160 m)进行了开发指标预测和净效益评价。结果表明(图 9),在单层井网条件下,井距越小,方案净效益越高,但因部署开发井少、累产油量少,低于多层井网的净效益;在部署三层井网

条件下,100 m 井距方案净效益最大。因此确定西北区热采的合理开发井距为 100 m。

根据主区地质和流体参数建立概念地质模型,论证天然能量开采的开发井距。主区北部 SH\_B1 层与 SH\_B2 层有效厚度约为 45 m,考虑冷采厚度界限为 20 m,纵向可部署二层井网,并设计四种井距方案(150,200,250,300 m)进行了开发指标预测和净效益评价。结果表明(图 10),在部署二层井网条件下,井距越小,效益越高,150 m 井距方案净效益最大。但是,目前油藏开发井距为 200 ~ 250 m,考虑后期转热采合理井距 100 m 的要求,建议主区和西南区 SH\_B1 层维持现井网开发,新井天然能量开采按 200 m 井距部署。

综合以上分析,SH\_B 油藏为典型的块状低渗稠油油藏,为有效提高油藏储量动用程度,建议对目前井网进行平面加密,主区开发井距加密至 200 m,西北区加密至 100 m;纵向上部署多层井网,主区部署两层,西北区部署三层,采用“立体井网”进行开发(图 11)。

## 2.4 提高单井产量对策

SH\_B 油藏因低渗、油稠的特点,天然能量开采条件下,油井初始产量低,且投产即递减,目前 80% 的油井产量低于 100 bbl/d。根据 SH\_B 油藏条件,在论证采用水平井蒸汽吞吐开发条件下,应用数值模拟和经济评价方

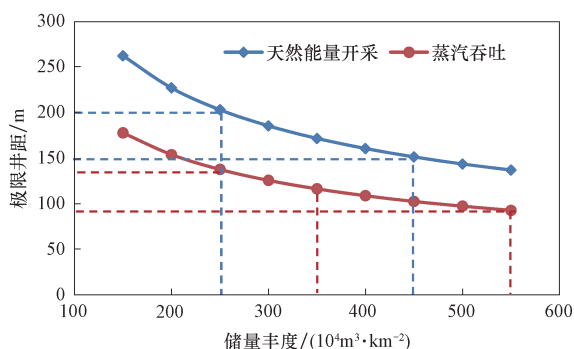


图 8 不同开发方式下极限井距与储量丰度关系

Fig. 8 Relationship of limit spacing vs. reserves abundance for different development models

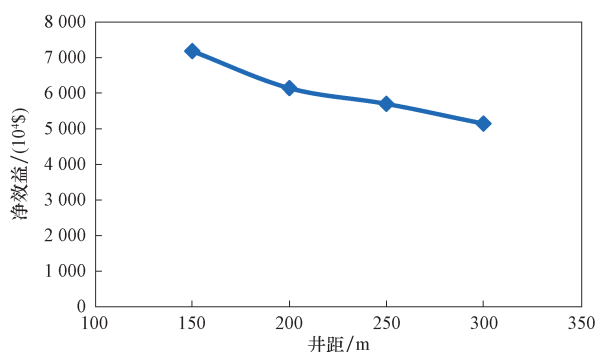


图 10 水平井天然能量开采不同井距开发净效益对比

Fig. 10 Comparison of net benefit between horizontal wells with different spacing on natural depletion

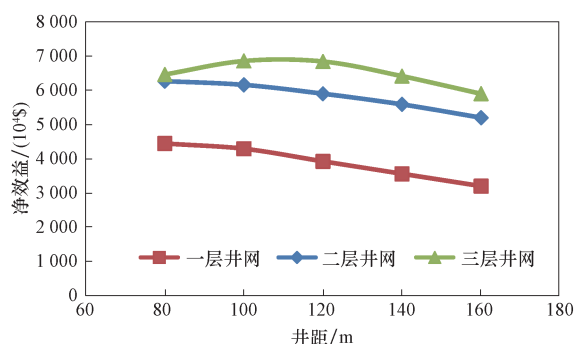


图 9 不同井网井距水平井蒸汽吞吐开发净效益对比

Fig. 9 Comparison of net benefits between CSS horizontal wells of different spacing and well patterns

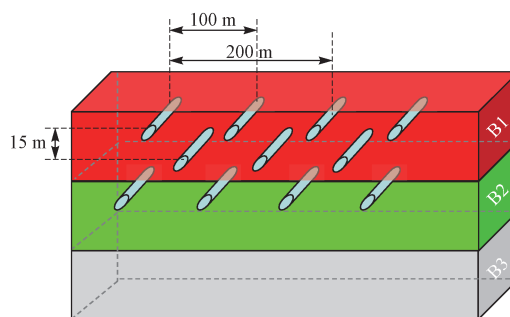


图 11 立体井网部署示意图

Fig. 11 Schematic diagram showing three-dimensional well spacing

法,重点开展了水平段长度<sup>[13]</sup>及单井热采参数优化<sup>[14-15]</sup>,达到提高单井产量与进一步提高采收率的目的。

#### 2.4.1 水平井长度优化

基于目前 SH\_B 油藏水平井开发状况,并考虑今后热采的要求,设计 4 个水平段长度预测方案,分别为 200,300,400,500 m,进行蒸汽吞吐开发指标预测和效益评价。结果表明(图 12),水平井段越长,累产油越高,油气比越低,净效益越高;当水平井段大于 400 m 后,累产油和净效益增幅减少。综合考虑目前热采工艺技术条件要求,推荐水平段长度为 400 m。

#### 2.4.2 热采参数优化

基于目前 SH\_B 油藏蒸汽吞吐试验井的注汽状况,通过油藏数值模优化了注汽强度、注汽速度、焖井时间和注采周期等热采参数,确定了 SH\_B 油藏在目前工艺条件下的蒸汽吞吐参数组合。

#### 1) 注汽强度

设计合理的注汽强度是合理利用热源的前提。SH\_B 油藏因储层渗透率低,吸汽能力差,导致注汽困难。根据现场先导试验井蒸汽吞吐状况,设计 3 种注汽强度方案:10,15,20  $\text{m}^3/\text{m}$ ,模拟计算开发指标,确定合理注汽强度。预测结果表明(图 13),注汽强度过大会造成回采水率高,周期产油量低,开发效果略差。对于低渗稠油油藏,因储层吸汽能力有限,建议进行低强度注汽,推荐注汽强度 10  $\text{m}^3/\text{m}$ ,最大不要超过 15  $\text{m}^3/\text{m}$ 。

#### 2) 注汽速度

在确定注汽强度基础上,设计 6 种注汽速度方案:100,150,200,250,300,350  $\text{m}^3/\text{d}$ 。预测结果表明(图 14),随注汽速度提高,累产油量增加,当日注量大于 250  $\text{m}^3/\text{d}$  以后,累产油及油气比增幅减小。考虑储层“埋藏深、渗透率低”的特点,在储层有效吸汽能力范围内,为了减少热损失,并考虑注汽成本,推荐注汽速度为 250  $\text{m}^3/\text{d}$ 。

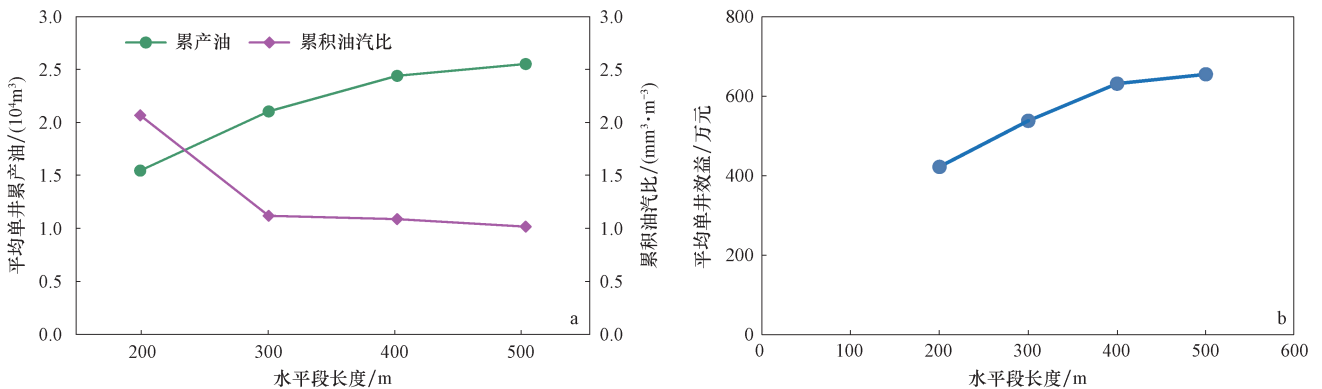


图 12 水平段长度优化指标

Fig. 12 Optimization index of lateral length

a. 开发指标; b. 净效益

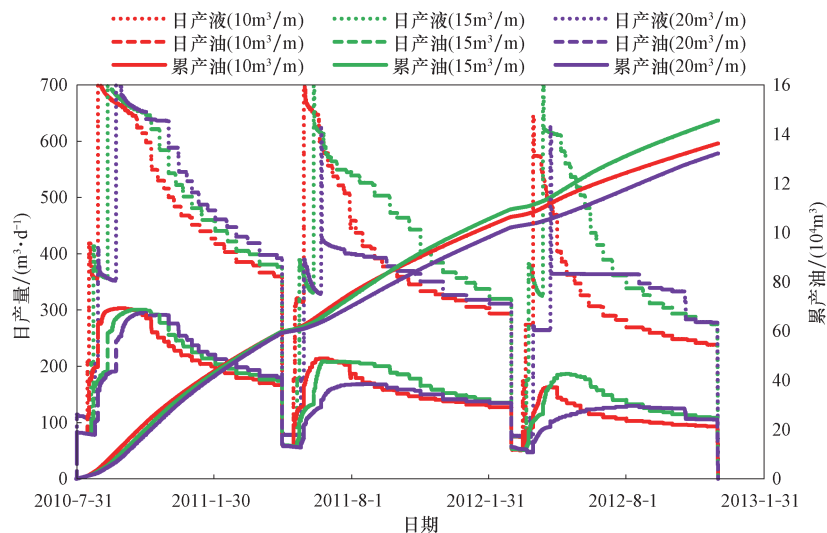


图 13 不同方案累产油和日产油对比曲线

Fig. 13 Comparison of cumulative and daily production among different development plans

3) 焖井时间

国内中高渗稠油油藏的蒸汽吞吐焖井时间多为3~5 d,考虑SH\_B油藏因低渗吸汽能力差的热采状况,设计5种焖井时间预测方案:5,6,7,10,12 d。结果表明(图15),焖井时间越长,热损失越大,累产油越低;焖井时间5~10 d,预测指标非常接近。根据开发需求,焖井时间越短越好,推荐焖井时间5 d。

4) 注采周期

设计5个注采周期方案:4个月、6个月、10个月、12个月和24个月。预测结果表明(图16),注采周期过短,

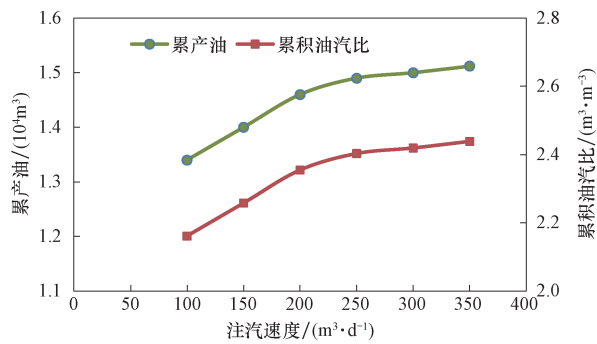


图14 注汽速度与累产油和油汽比关系曲线

Fig. 14 Steam injection rate vs. cumulative production and OSR

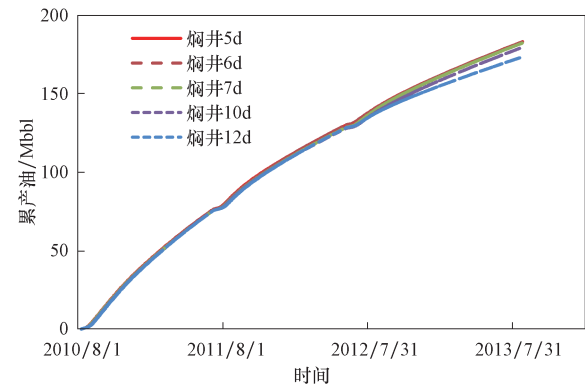


图15 不同焖井时间预测累产油对比曲线

Fig. 15 Comparison of estimated cumulative oil production among different soak times

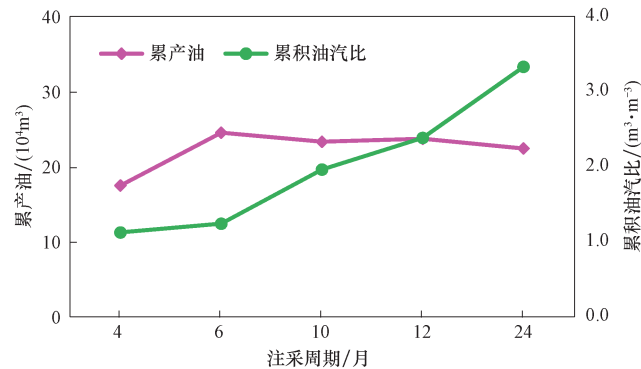


图16 不同注采周期的累产油和油汽比预测曲线

Fig. 16 Forecasted cumulative oil production and OSR for different injection/production cycles

表2 不同开发方案对比指标

Table 2 Comparison of indexes among different development plans

| 方案     | 动用储量/<br>MMbbl | 累积产油量/<br>MMbbl | 平均单井产油/<br>Mbbbl | 采收率/<br>% |
|--------|----------------|-----------------|------------------|-----------|
| 目前热采参数 | 44.57          | 3.04            | 213.9            | 6.83      |
| 优化热采参数 | 44.57          | 3.32            | 246.2            | 7.45      |
| 变化值    | —              | 0.28            | 32.3             | 0.62      |

转注频繁,累积产油量低,油汽比低。注采周期6个月,累积产油量最高,但油汽比稍低。综合考虑累产油和油汽比指标,推荐注采周期为24个月。对于高粘区,为最大程度地提高累产油水平,建议注采周期为6个月。

采用水平井段长度400 m,并选择优化后的蒸汽吞吐参数组合预测了开发指标,与目前现场热采设计参数预测指标相比,平均单井累计产油增加了32.3 Mbbbl,提高了9.2%;同时,采收率提高了0.62%(表2),起到了提高单井产量、改善油藏开发效果的目的。

3 结论

1) 针对叙利亚O油田SH\_B典型低渗块状碳酸盐岩稠油油藏“储量动用程度低、单井产量低、采收率低”的开发现状,系统开展了开发方式、井型井网井距、水平段长度及水平井热采参数等优化研究,形成了低渗碳酸盐岩稠油油藏开发对策研究方法。

2) 提出了SH\_B油藏采用水平井立体井网加密提高储量动用率和通过蒸汽吞吐提高单井产量和油藏采收率的开发对策。

3) 优化确定的开发技术政策为SH\_B油藏开发方案编制奠定了基础,也为国内外类似油藏开发提供了借鉴。

符号注释

- $C_{ov}$ ——单位变动成本, \$/bbl;
- $h$ ——油层厚度, m;
- $i_c$ ——基准收益率, %;
- $I_t$ ——单井新增投资, \$;
- $K_h, K_v$ ——水平、垂向渗透率,  $10^{-3} \mu m^2$ 。
- $n$ ——商品率, 小数。
- $N_R$ ——累计产油量界限, bbl;
- $P_T$ ——投资回收期, a;
- $P$ ——油价, \$/bbl;
- $Q_c$ ——新井初期产量界限, bbl/d;
- $Q$ ——年产量, bbl;
- $r_c$ ——税金及附加占收入的比率, 无量纲;
- $S_{of}$ ——固定操作成本, \$/a;
- $t$ ——经济评价期, a;



$\beta$ ——油层各向异性系数,无量纲;

$\eta_i$ ——无因次产量变化系数,无量纲;

### 参 考 文 献

- [1] 张义堂. EOR 热力采油提高采收率技术[M]. 北京:石油工业出版社,2006:124-207.  
Zhang Yitang. Thermal recovery technology for EOR[M]. Beijing: Petroleum Industry Press,2006:124-207.
- [2] 刘文章. 热采稠油油藏开发模式[M]. 北京:石油工业出版社,1998.  
Liu Wenzhang. The development models of heavy oil reservoir on thermal recovery[M]. Beijing: Petroleum Industry Press,1998.
- [3] 周英杰. 胜利油区水驱普通稠油油藏注蒸汽提高采收率研究与实践[J]. 石油勘探与开发,2006,33(4):479-483.  
Zhou Yingjie. Studies and practices on the steam injection EOR of water driven heavy oil reservoirs in Shengli petroliferous province[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(4): 479-483.
- [4] 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.
- [5] 王卫红,刘传喜,穆林,等. 高含硫碳酸盐岩气藏开发技术政策优化[J]. 石油与天然气地质,2011,32(2):302-310.  
Wang Weihong, Liu Chuanxi, Mu Lin. Technical policy optimization for the development of carbonate sour gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(2): 302-310.
- [6] 曹丽丽,李涛. O 油田 SH-B 油藏储量动用状况研究[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版),2012,14(3):37-38,42.  
Cao Lili, Li Tao. Research on the state of produced reserves in SH-B of O oilfield[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology(Natural Sciences Edition), 2012, 14(3): 37-38, 42.
- [7] 程林松,韩洪宝. 特低渗油藏考虑启动压力梯度的物理模拟及数值模拟方法[J]. 石油大学学报(自然科学版),2004,28(6):49-53.  
Cheng Linsong, Han Hongbao. Physical simulation and numerical simulation of ultra-low permeability reservoir in consideration of starting pressure gradient[J]. Journal of the University of Petroleum, 2004, 28(6): 49-53.
- [8] 刘尚奇,许新伟. 稠油油藏水平井热采应用研究[J]. 石油勘探与开发,1996,23(2):65-69.  
Liu Shangqi, Xu Xinwei. Application of horizontal well in heavy oil reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 1996, 23(2): 65-69.
- [9] 陈民峰,赵晶,赵梦盼,等. 低渗透稠油油藏储量有效动用界限研究[J]. 深圳大学学报理工版,2013,30(2):210-215.  
Chen Minfeng, Zhao Jing, Zhao Mengpan, et al. Study on limits of effective drive in low-permeability heavy-oil reservoirs[J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2013, 30(2): 210-215.
- [10] 刘慈群,宋付权. 低渗油藏中含启动压力梯度水平井生产动态[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),1999,14(3):11-14.  
Liu Ciqun, Song Fuquan. The performance of horizontal well with starting pressure gradient in low permeability reservoirs[J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute(Natural Science Edition), 1999, 14(3): 11-14.
- [11] 罗宪波,李波,刘英,等. 存在启动压力梯度时储层动用半径的确定[J]. 中国海上油气,2009,21(4):248-250.  
Luo Xianbo, Li Bo, Liu Ying, et al. An analytic solution method of nonlinear seepage models with ordinary heavy oil when taking threshold pressure gradient into consideration[J]. China Offshore Oil and Gas, 2009, 21(4): 248-250.
- [12] 朱维耀,刘今子,宋洪庆,等. 低/特低渗透油藏非达西渗流有效动用计算方法[J]. 石油学报,2010,31(3):452-457.  
Zhu Weiyao, Liu Jinzi, Song Hongqing, et al. Calculation of effective startup degree of non-darcy flow in low or ultra-low permeability reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(3): 452-457.
- [13] 丁一萍,李江龙,刘传喜,等. 低渗透稠油油藏水平井优化设计研究[J]. 天然气地球科学,2011,22(3):561-565.  
Ding Yiping, Li Jianglong, Liu Chuanxi, et al. Optimized horizontal technology in low permeability and heavy oil reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(3): 561-565.
- [14] 丁一萍,刘传喜,凡玉梅,等. 低渗稠油油藏热采效果影响因素分析及水平井优化[J]. 断块油气田,2011,18(4):489-492.  
Ding Yiping, Liu Chuanxi, Fan Yumei, et al. Influence factors on thermal recovery effect and horizontal well optimization research in low-permeability heavy oil reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011, 18(4): 489-492.
- [15] 王卫红,王经荣,李邈,等. 稠油油藏蒸汽吞吐井注采参数系统优化[J]. 石油勘探与开发,2004,31(2):104-106,118.  
WANG Weihong, Wang Jingrong, Li Dang, et al. Optimization of steam stimulation injection-production parameter system in heavy oil[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(2): 104-106, 118.

(编辑 张玉银)