

气顶边水窄油环水平井生产压差调控实验研究

葛丽珍¹, 李傲², 孟智强¹, 肖鹏³, 祝晓林¹

(1. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459; 2. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249; 3. 中海油研究总院, 北京 100028)

摘要: 为了解生产压差调控策略对气顶边水窄油环开发效果的影响规律, 提高该类油藏的采出程度, 以海上某气顶边水窄油环为原型, 根据相似准则设计了大型三维物理模型, 进行了水平井生产压差不同调整时机和调整方式的生产实验, 分析了生产压差调整时机和调整方式对气顶边水窄油环开发效果的影响。结果表明: 水平井气窜后增大生产压差, 采出程度从 28.32% 提高至约 40.00%; 气窜持续一段时间后增大生产压差要优于刚发生气窜时就增大生产压差, 采出程度可提高 2.09%; 单阶梯增大生产压差方式的开发效果要优于多阶梯增大生产压差方式, 采出程度可提高 2.47%。研究表明, 气顶边水窄油环气窜后生产一段时间再单阶梯增大生产压差, 是提高该类油藏采出程度的最优策略。海上某大气顶边水窄油环采用该生产压差调整策略调整生产压差, 增油效果显著。

关键词: 气顶油藏; 边水; 油环; 水平井; 生产压差; 采出程度; 物理模拟; 实验室试验

中图分类号: TE341 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2019)01-0090-06

Experimental Study on the Draw-Down Pressure Control of Horizontal Wells with Gas-Cap/Edge Water Narrow Oil Rims

GE Lizhen¹, LI Ao², MENG Zhiqiang¹, XIAO Peng³, ZHU Xiaolin¹

(1. Tianjin Branch of CNOOC (China) Co., Ltd., Tianjin, 300459, China; 2. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249, China; 3. CNOOC Research Institute, Beijing, 100028, China)

Abstract: To better understand the influence of draw-down pressure control strategy on the development result of gas-cap/edge water narrow oil rim, and to improve the recovery percentage of such reservoirs, a large-scale three-dimensional physical model was designed by taking an offshore gas-cap/edge water narrow oil rim as the prototype on the basis of similarity criteria. Production experiments on the different adjustment timing and adjustment modes of horizontal well draw-down pressure were conducted, and the influence of those adjustments on the development results of gas-cap/edge water narrow oil rim was analyzed. The results showed that the draw-down pressure increased after gas channeling in the horizontal wells, and the recovery percentage increased from 28.32% to about 40.00%. When gas channeling lasts for a period of time, the recovery percentage from draw-down pressure increase was better than that when gas channeling occurs instantly, and the recovery percentage can increase by 2.09%; In addition, the development result from draw-down pressure increase in single step mode is better than that in multi-step mode, and the recovery percent can increase by 2.47%. The research results showed that draw-down pressure increase in single step after gas channeling lasts for a period of time is the best strategy to improve the recovery percentage of this type of reservoir. This pressure draw-down adjustment strategy has been applied in an offshore gas-cap/edge water narrow oil rim, and oil production increase is remarkable.

Key words: gas-cap oil reservoirs; edge water; oil ring; horizontal well; production differential pressure; recovery percent; physical analog; laboratory testing

气顶油环作为油气藏的一种特殊类型^[1], 其内部的气体和液体在漫长的成藏过程中已经形成一种动力学平衡、热平衡及多组分相态平衡状态^[2], 当其被钻开投入开发后, 这种平衡被打破, 原油和天然气相互窜流^[3-4], 对生产产生影响。对于具有大气顶的薄层油环, 过早气窜会对整个生产过程产生非常

收稿日期: 2018-06-26; 改回日期: 2018-09-28。

作者简介: 葛丽珍(1973—), 女, 山东临沂人, 1996 年毕业于中国石油大学(华东)油藏工程专业, 2008 年获中国石油大学(华东)地质资源与地质工程专业硕士学位, 高级工程师, 主要从事油气田开发工作。E-mail: gelzh2@cnooc.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“渤海油田加密调整及提高采收率油藏工程技术示范”(编号: 2016ZX05058-001)部分研究成果。

不利的影响^[5-6], 导致气顶油环的产油速率和采收率较低(一般低于18%)^[7-8]。随着水平井开发技术的广泛应用, 气顶气和底水由“锥进”变为“脊进”, 从而提高了油气动用程度, 成为提高油井产量和采收率的重要技术手段^[9-10], 使气顶油环类复杂油藏得到动用^[11-12]。然而, 采用水平井开发气顶油环的过程中没有解决如何控制油气水界面均匀推进(层间和平面)^[13-14]的问题。其中, 开采方式和生产压差是影响气顶油环开发效果的2个关键因素^[15-16]。目前, 关于优选和制定合理开发程序方面的研究已经很多^[17-18], 基本思路都是在开发中避免或减轻油侵及气窜。祝晓林等人^[19]利用数值模拟方法研究了不同恒定生产压差下的生产特征, 以此确定合理的生产压差。Tingli Li等人^[20]分析了底水油藏合理压降的问题; J. E. Omeke等人^[21]分析了生产压差对水突破时间的影响。前人只分析了特定生产压差下的开采效果和生产特征, 然而, 在油气藏开发过程中, 开发特征和生产压差是在不断变化的, 但关于生产过程中如何调控生产压差及其作用规律的研究很少, 仍不清楚生产压差调控对气顶边水油环生产动态的影响规律。为此, 笔者建立了气顶边水油环的大型三维物理模型, 研究了生产压差的作用规律及其对气顶边水油环开发效果的影响, 明确了生产压差调整时机和调整方式的作用规律, 以及不同生产压差调整策略的开发效果, 从而为气顶边水油环的开发提供指导。

1 物理模拟实验装置

笔者采用大型三维可视化模型模拟气顶边水窄油环的生产过程, 分析生产压差调控对开采效果的影响。物理模拟实验装置由三维可视化模型、注油系统、注水系统、注气系统、回压控制系统、气-液分离系统、气体流量计和压力监测系统组成, 如图1所示。实验装置外围可以同时连接气瓶及ISCO高压柱塞泵, 以便模拟具有一定气顶指数和边底水条件的油环。该实验装置为大型物理模拟实验装置, 能够连续监测生产数据, 模拟气顶边水窄油环的开发过程。该装置的三维可视化模型可以模拟油层厚度和油层倾角, 以满足实验与实际油藏几何条件的相似性, 通过改变三维可视化模型中内置油井的井底压力调整生产压差, 计量不同调整方案下采油井产出油气水的量, 利用模型气油比、采出程度等指标变化, 研究生产压差的作用。模型采用石

英砂填充, 在填砂模型内部和各管线上都设置了一系列的压力探针, 探针与压力监测系统相连接, 实时监测和记录探头处的压力。

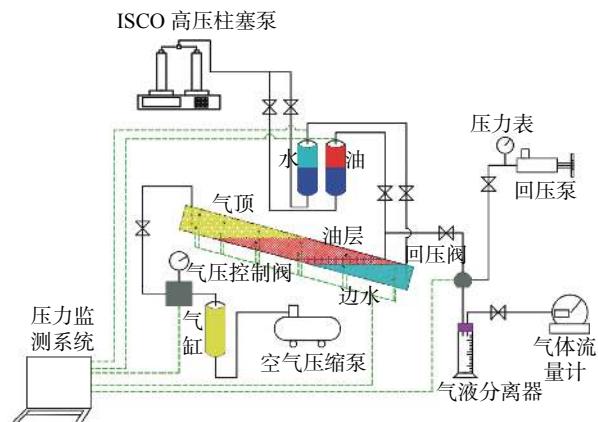


图1 气顶油环三维物理模拟实验装置

Fig. 1 Three-dimensional physical simulation device in gas-cap oil ring

2 物理模拟实验方法

以海上某大气顶弱边水油环为原型, 根据相似准则确定了相应的实验参数。原型油藏长度为2 350.00 m, 宽度为335.00 m, 储层厚度为135.00 m, 油藏倾角为15°, 气顶指数为2.2, 水体倍数为5倍, 地层原油黏度为3.1 mPa·s。根据几何相似原则, 设计三维物理模型的尺寸为1.00 m×0.30 m×0.12 m。采用氮气和ISCO高压柱塞泵模拟气顶和水体能量。实验用油为煤油, 其黏度为3.84 mPa·s。为了控制其他变量对实验结果的影响, 4组实验方案中除生产压差不同外, 都采用了统一的实验参数。

2.1 实验方案

根据以上制定的实验参数, 考虑油田实际开发参数, 以油环为主要开采目标, 设计了4个实验方案。4个实验方案都设定水平采油井以3%的采油速度(1.80 mL/min)自喷生产, 直至发生气窜后, 分别进行4个调节生产压差的实验方案。4个实验方案分别为定生产压差方案(方案1)、单阶梯增大生产压差方案(方案2)、双阶梯增大生产压差方案(方案3)和早期连续增大生产压差方案(方案4)。方案1是气窜后生产压差保持不变, 当产油速率降至0.01 mL/min时, 停止实验; 方案2是气窜后先保持生产压差不变, 当产油速率降至0.10 mL/min时, 再将生产压差增大至70 kPa, 当产油速率再次降至

0.01 mL/min 时, 停止实验; 方案 3 是气窜后保持生产压差不变继续生产, 当产油速率降至 0.10 mL/min 时, 先将生产压差增大至 35 kPa, 生产一段时间后再将生产压差增大至 70 kPa, 当产油速率再次降至 0.01 mL/min 时, 停止实验; 方案 4 是气窜后立即将生产压差增大至 70 kPa, 当产油速率降至 0.01 mL/min 时, 停止实验。

2.2 实验过程

在三维物理模型填砂腔中布置了 3 口模拟井, 包括 1 口水平采油井(位于油环中下部)、1 口定向注气井(位于气顶顶部)和 1 口水平注水井(位于边水下部)。在实验准备阶段, 3 口井注入相应流体形成气顶边水油环; 在实验阶段, 采油井模拟采油, 气井和注水井补充相应流体模拟气顶边水能量。在实验准备的填砂阶段, 为尽量避免非均质的影响, 填砂腔内逐层均匀填入 80 目的石英砂, 通过顶盖和耐油的密封胶将填砂腔密封, 并验证填砂腔的气密性。待验证填砂腔气密性良好后, 先注入水, 再注入模拟油, 最后注入气体, 以在填砂腔内形成边水、油环和气顶。每次注入均需静止一段时间, 使油气水通过重力差异完全分层。通过外接气瓶控制气顶压力为 0.22 MPa, 模拟气顶指数为 2.2 的大气顶油环, 水体能量通过外接中间容器和 ISCO 高压柱塞泵控制, 保持恒定水侵量为 0.2 mL/min, 模拟水体倍数为 5 倍的弱边水。连接和检查好相应的管线, 然后按照 4 个实验方案进行水平井开采气顶边水油环模拟实验。

3 开采效果影响因素分析

3.1 生产压差

通过计量采油井见气时的累计产油量和最终累计产油量, 计算 4 个方案中采油井在不同生产条件下的累计产油量, 结果见图 2。从图 2 可以看出, 4 个实验方案中采油井见气时的累计产油量基本相同, 说明各实验方案的实验条件和参数设置相同, 保证了 4 个实验方案生产调控特征的可比性。此外, 方案 2 的油环采出程度和见气后的累计产油量最大, 而方案 1 的油环采出程度和见气后的累计产油量都远小于其他 3 个方案。这说明开采气顶边水油环的水平井发生气窜后增大生产压差可以提高油环的最终采出程度, 从而优化最终开发效果。综合考虑气油比和油环采出程度, 方案 2 的开采效果最好, 这主要与其生产压差调整时机和调整方式有关。

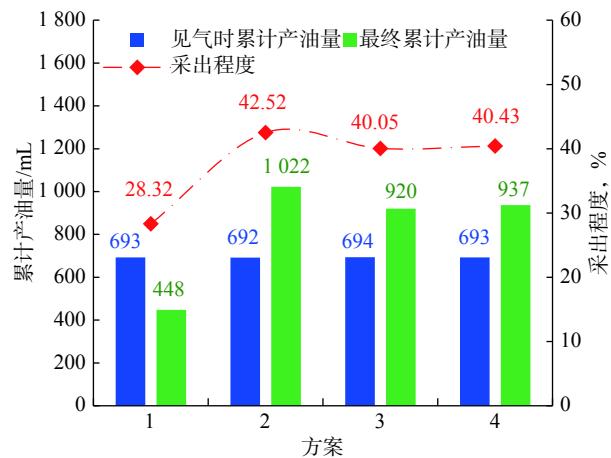


图 2 4 个实验方案中采油井的累计产油量及采出程度

Fig. 2 Cumulative oil production and recovery percentage of four experimental schemes

通过计量采油井不同实验时间时的产气量和产油量, 计算 4 个实验方案中采油井不同实验时间下的气油比, 结果见图 3。从图 3 可以看出: 方案 1 的最终气油比要远小于其他 3 个方案, 说明增大生产压差会增大气窜速度, 从而提高气油比, 所以在气顶能量一定的条件下, 应该在气窜发生之前尽可能多地采出油环中的原油; 方案 2 和方案 3 是在气窜一段时间后增大生产压差, 其瞬时气油比显著降低, 如果仅是提高气体对油环的驱替程度, 生产井的瞬时气油比不会急剧降低。这说明在增大生产压差之后, 气窜通道两侧的压降波及范围会扩展到未动用油环区域, 促使了“气脊”在垂直水平采油井方向剖面的扩展, 从而增大原油动用范围, 使气油比大幅度降低。

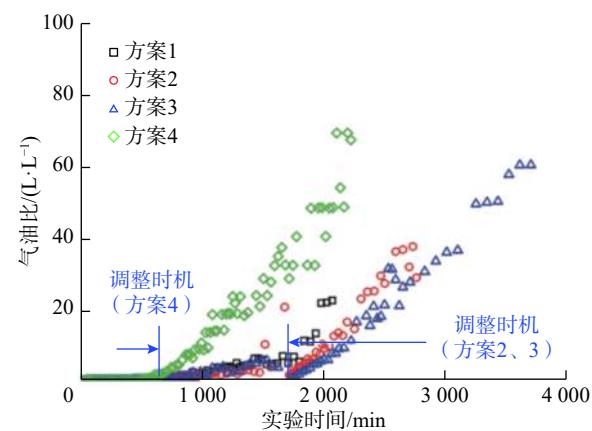


图 3 4 个实验方案不同实验时间下的瞬时气油比

Fig. 3 Instantaneous gas-oil ratio of four experimental schemes at different experimental periods

分别对 4 个实验方案在同一充分气驱的油层位置处取相同体积的油砂, 然后加入相同体积的纯净水并搅拌一段时间, 然后在高温密封环境下静置一段时间, 会分为 3 层, 上层为残余油层, 中间层为水层, 下层为洗净的砂层。试验结果发现, 方案 1 的残余油层(最上层)明显比其他方案厚, 即方案 1 的残余油饱和度最大, 这说明增大生产压差会提高气体对油环的驱替程度。

综上所述, 在水平采油井发生气窜后增大生产压差可以增大产油速率和提高开采效果, 分析其原因主要有以下 2 点: 一是增大生产压差扩大了压降的波及范围, 从而促使了“气脊”在垂直水平采油井方向剖面的扩展, 增大了油层动用范围; 二是生产压差增大直接导致气窜速度增大, 使气驱强度增强, 油环更多孔隙中的原油被驱替出来, 驱替效率得到提高。

3.2 生产压差调整时机

3.2.1 产油速率特征

通过计量不同实验时间下采油井的产油量, 计算方案 2—方案 4 中采油井不同实验时间下的产油速率, 结果见图 4。从图 4 可以看出, 方案 2 和方案 4 在生产压差达到 70 kPa 之后, 产油速率的递减规律基本一致, 而方案 2 在生产压差为 15 kPa 时的产油速率递减较平缓, 与生产压差为 70 kPa 时的递减规律不同。这说明产油速率的递减规律与生产压差大小相关, 而生产压差调整时机和调整方式对其影响小。

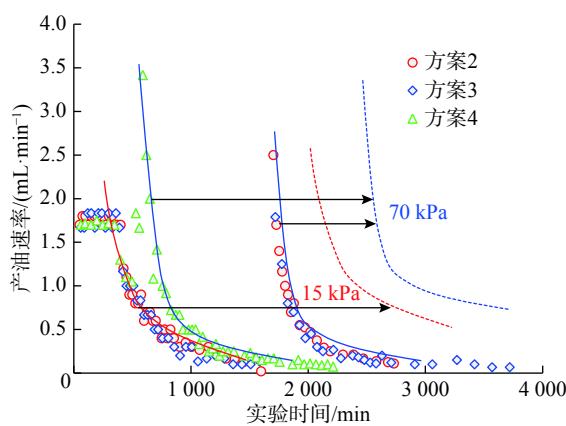


图 4 方案 2—方案 4 的产油速率特征曲线

Fig. 4 Oil production rate characteristic curve of schemes 2 to 4

3.2.2 采出程度特征

通过计量采油井累计产气量与累计产油量, 计

算 4 个方案中油环不同累计产气量下的采出程度, 结果见图 5。从图 5 可以看出: 方案 4 的最终累计产气量大于方案 2, 但方案 2 的油环采出程度比方案 4 高 2.09%; 方案 2 的采出程度与累计产气量的关系曲线基本处于方案 4 的上方, 说明在累计产气量相同的情况下, 方案 2 的油环采出程度要大于方案 4。如果把累计产气量看作气顶能量, 那在气顶能量相同的情况下, 应该选用方案 2 调整生产压差的时机, 即气窜到一定程度时再增大生产压差。方案 4 虽然可以提高气窜之后的产油速率, 但同时也会消耗大量的气顶能量, 尤其在方案 4 的后期, 由于一开始气油比就很大(见图 3), 导致很快就形成了高速气窜通道, 以至于驱替效率不高和波及范围不大, 导致后期采出程度增长也比较缓慢。

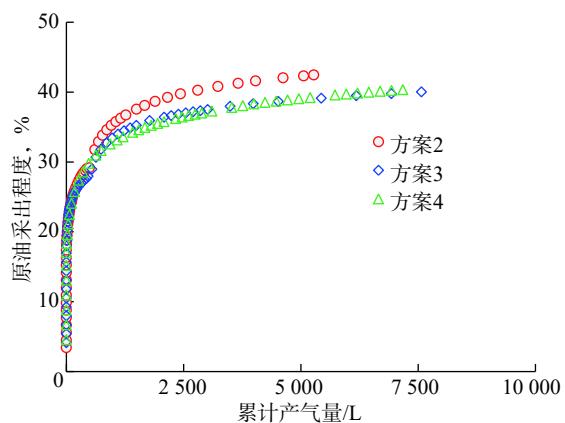


图 5 不同方案采出程度与累计产气量的关系曲线

Fig. 5 Relationship curve between the recovery percentage of different schemes and the cumulative gas production

3.3 生产压差调整方式

3.3.1 产油速率特征

从采油井产油速率与实验时间的关系(见图 4)可以看出, 生产压差增大后方案 2 的初始产油速率明显大于方案 3, 其主要原因是生产压差一次增大后, 气体对原气窜通道的冲刷作用强于多阶梯增大到相同生产压差, 而后期随着生产时间增长, 能被冲刷出来的原油越来越少, 这 2 种生产压差调整方式的区别越来越小。这 2 种调整方式在调整生产压差初期, 产油速率大幅提高, 气驱油效果初期表现明显, 而生产压差调整后期, 产油速率迅速下降, 说明气驱油效果逐步变差。方案 3 第 2 阶梯增大生产

压差之后,产油速率变化幅度很小,这说明第2阶梯调整生产压差基本不会改善驱油效果,而同时气油比大幅上升(见图3),所以,方案3第2阶梯增大生产压差,只是增大了产气速率而没有达到气驱油的效果。

综合来说,考虑到调整生产压差之后的产油速率和调整生产压差后的效果,由于气窜通道在气体冲刷下形成了很大的气窜通道,后续再增大生产压差已经基本不能达到增油效果。所以,单阶梯将生产压差增大到位可以充分改善开采效果。

3.3.2 采出程度特征

由油环采出程度与累计产气量的关系曲线(见图5)可以看出,方案2的最终采出程度比方案3高2.47%,而方案3的生产时间却比方案2长976.5 min(见图3)。调整生产压差之前2个方案的油环采出程度随生产时间变化基本一致;而在调整生产压差后同一生产时刻上,方案2的油环采出程度明显高于方案3。所以从生产时间和采出程度2方面考虑,方案2单阶梯增大生产压差方式的开发效果要明显优于方案3的多阶梯增大生产压差方式。

如果把累计产气量看作气顶能量,在气顶能量相同的情况下,方案2的油环采出程度要高于方案3,但方案2的最终累计产气量明显小于方案3。

综上所述,对于同一个气顶边水油环,应该选用方案2将生产压差单阶梯增大到合理压差。将生产压差多阶梯增大到合理压差会使增产潜力降低,尤其是第1阶梯增大生产压差的产油速率增幅变小。由于第1阶梯增大生产压差时,油环经过气体冲刷已经形成了很大的气窜通道,后续增大生产压差只会使气体沿着已有气窜通道进行驱替,从而使波及范围增大有限,采出程度提高不明显。

4 现场试验

该实验的原型——海上某大气顶边水窄油环根据研究结果调整了生产压差。由于该油环是气顶能量充足的大气顶油藏,气顶能量是驱油的主要动力,因此,气窜是不可避免的。调整前该大气顶边水油环平均单井日产原油27.0 m³,采出程度达到26.8%,综合气油比1 509 m³/m³,处于开发中后期,气窜程度较高。根据研究结果,2017年初将该油环气油比大于1 500 m³/m³的10口气窜井的生产压差单阶梯增大到合理压差,调整后,平均单井日产气

由2.0×10⁴ m³提高到6.0×10⁴ m³,平均单井日产油由20.0 m³提高到40.0 m³,增油幅度达100%,有效期1年以上,增油效果显著。

5 结 论

1)对于采用水平井开发的大气顶边水油环,在发生气窜之后,增大生产压差的最佳时机是当气油比达到一定程度时,而不是气窜刚发生时。当气窜持续一段时间后,单阶梯增大生产压差方式的开采效果要优于多阶梯增大方式。

2)开采气顶边水油环的水平井增大生产压差提高采出程度的机理有2个方面:一方面是可以增大产气速率,从而提高气体对油层的驱替强度,降低残余油饱和度;另一方面是可以扩大压降波及范围,从而增大油层动用范围。

3)增大生产压差后的产量递减规律与生产压差大小相关,而生产压差调整时机和调整方式对其的影响较小。

参 考 文 献

References

- [1] 张朝琛. 气顶砂岩油藏开发模式[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 1-2.
ZHANG Chaochen. The development models of gas cap sandstone reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 1-2.
- [2] 童凯军, 赵春明, 张迎春, 等. 大气顶窄油环油藏屏障注水开发技术适应性研究: 以渤海锦州25-1南油田Es3-I油藏为例[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(3): 566-570.
TONG Kaijun, ZHAO Chunming, ZHANG Yingchun, et al. Adaptability and development suggestion of barrier water flooding for reservoir with big gas cap and thin oil ring[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(3): 566-570.
- [3] 余忠, 赵会杰, 李卫京, 等. 正确选择气顶油藏高效开发模式[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(2): 70-72.
YU Zhong, ZHAO Huijie, LI Weijing, et al. Optimization of development scheme for gas-cap reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(2): 70-72.
- [4] 马时刚, 李清瑶. 带油环边水气藏水平井开发优化设计[J]. 断块油气田, 2014, 21(4): 480-482.
MA Shigang, LI Qingyao. Optimization design of horizontal well development for edge water gas reservoir with oil ring[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(4): 480-482.
- [5] KARTOATMODJO G P, BAHRI C, BADAWEY A M, et al. Optimizing horizontal well placement and reservoir inflow in thin oil rim improves recovery and extends the life of an aging field[R]. SPE 122338, 2009.
- [6] IYARE U C, SILVA J K M. Effect of gas cap and aquifer strength on optimal well location for thin-oil rim reservoirs[R]. SPE 158544,

- 2012.
- [7] 杨国绪. 双台子气顶砂岩油藏[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 103-104.
YANG Guoxu. Shuangtaizi gas cap sandstone reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 103-104.
- [8] 姚约东, 李相方. 气顶油气田开发程序的探讨[J]. 天然气工业, 2005, 25(2): 124-126.
YAO Yuedong, LI Xiangfang. Discussion on development programs of gas-cap reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(2): 124-126.
- [9] 杨庆红, 童凯军, 张迎春, 等. 利用水平井开发大气顶窄油环油藏研究与实践[J]. 中国海上油气, 2011, 23(5): 313-317.
YANG Qinghong, TONG Kaijun, ZHANG Yingchun, et al. A study on horizontal-well development of reservoirs with big gas cap and narrow oil rim and its practice[J]. China Offshore Oil and Gas, 2011, 23(5): 313-317.
- [10] van der HARST A C. Erb West: an oil rim development with horizontal wells[R]. SPE 22994, 1991.
- [11] CHAN K S, MASOUDI R, KARKOOTI H, et al. Smart horizontal well drilling and completion for effective development of thin oil-rim reservoirs in Malaysia[R]. IPTC 17753, 2014.
- [12] WEBER K J, KLOOTWIJK P H, KONIECZEK J, et al. Simulation of water injection in a barrier-bar-type, oil-rim reservoir in Nigeria[R]. SPE 6702, 1978.
- [13] 刘佳, 程林松, 范子菲, 等. 气顶油环协同开发下油气界面运移规律研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2015, 37(5): 99-105.
LIU Jia, CHENG Linsong, FAN Zifei, et al. Experimental studies on oil and gas coordinated development mechanism of oil rim reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 2015, 37(5): 99-105.
- [14] ONWUKWE S. I, OBAH B, CHUKWU G. A, et al. A model approach of controlling coning in oil rim reservoirs[R]. SPE 163039, 2012.
- [15] KOLBIKOV S V. Peculiarities of thin oil rim development[R]. SPE 160678, 2012.
- [16] NIENNIE E, SAVANKO S, ALBERTS G J N, et al. Comparing the benefits: use of various wellhead gas coning control strategies to optimize production of a thin oil rim [R]. SPE 125050, 2009.
- [17] EL GAZAR A L, ALKLIH M Y, SUMAIDAA S A B, et al. Field development and optimization plan for compartmentalized oil rim reservoir[R]. SPE 177659, 2015.
- [18] RAZAK E A, CHAN K S, DARMAN N B, et al. Breaking oil recovery limit in malaysian thin oil rim reservoirs: Force Balance Revisited[R]. SPE 130338, 2010.
- [19] 祝晓林, 张迎春, 王月杰, 等. 渤海 S 油田厚稠窄边底水油藏水平井合理生产压差研究[J]. 石油地质与工程, 2012, 26(1): 26-28, 32.
ZHU Xiaolin, ZHANG Yingchun, WANG Yuejie, et al. Research on reasonable production pressure of horizontal well in edge and bottom water reservoir of Bohai S Oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2012, 26(1): 26-28, 32.
- [20] LI Tingli, GE Lizhen, ZHAO Chunming, et al. Research for horizontal well reasonable drawdown pressure of heavy oil reservoir with bottom water[R]. SPE 136730, 2010.
- [21] OMEKE J E, LIVINUS A, UCHE I N, et al. A proposed cone breakthrough time model for horizontal wells in thin oil rim reservoirs[R]. SPE 170743, 2010.

[编辑 刘文臣]

国外研制出处理页岩近缝基质的新型弱酸体系

近日, 美国发明了一种弱酸体系, 用其处理页岩近缝基质, 可提高页岩油的采收率。该弱酸体系包含表面活性剂、氧化剂(产生弱酸)、有机溶剂和 NaCl 等成分。

通过该弱酸体系和盐酸与页岩岩样的反应试验发现: 与盐酸相比, 该弱酸体系中的硫酸根离子和表面活性剂大大降低了酸岩反应强度; 页岩岩样经盐酸处理后, 表面硬度由 210 MPa 降至 130 MPa, 10 min 内盐酸的 pH 值由 0.9 变为 6.5, 裂缝导流能力降低幅度超过 60%; 而页岩岩样经该弱酸体系处理后, 表面硬度降至 170 MPa, 3 d 内该弱酸体系的 pH 值由 2.4 变为 4.5, 页岩裂缝导流能力只降低 9%。页岩经强酸处理后导流能力大幅降低, 原因主要是页岩与强酸反应后释放出黏土矿物, 使裂缝壁面变软, 使支撑剂嵌入概率增大。而弱酸体系与页岩的反应强度较小, 降低了对裂缝导流能力的伤害。除此之外, 该弱酸体系还可以改变页岩表面的润湿性, 将页岩由油湿变为水湿, 增强了页岩的吸水性, 从而有利于置换出页岩基质内的油气。CT 扫描结果表明, 经过弱酸体系处理后, 页岩表面形成了新的纵向微裂缝, 更有利于裂缝网络的形成。

[供稿 肖博]