

引用:赵丰年,辛翠平. 储层 CO₂封存能力研究. 非常规油气,2020,7(3):72-76,54.

Cite: ZHAO F N, XIN C P. Study on CO₂ storage capacity of reservoirs. Unconventional Oil & Gas,2020,7(3): 72-76,54.

储层 CO₂封存能力研究

赵丰年,辛翠平

(陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院,陕西西安 710075)

摘要:为了搞清储层对 CO₂ 的封存能力,本文针对 CO₂ 在储层孔隙流体中的封存方式、温度、压力影响因素等问题,归纳了 CO₂ 在地下储层中的极限封存量公式,并采用油藏数值模拟方法,计算出地下储集空间体积、剩余油饱和度等参数;用实验室测定方法得到不同温压条件下 CO₂ 的溶解度等物理参数,并估算出注入 CO₂ 十年后的封存量。结果表明:新公式简化了 CO₂ 封存量的计算过程;数模预测当单井注入速度为 10 t/d 时,既较为经济,又可有效提高采收率;通过公式计算,CO₂ 的最终封存量能达到油藏地质储量的 20% 以上。这些结果认识对 CCUS 技术体系具有补充完善的意义。

关键词:CCUS;封存能力;地质建模;数值模拟

中图分类号:TE319

文献标识码:A

Study on CO₂ Storage Capacity of Reservoirs

Zhao Fengnian, Xin Cuiping

(Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi 710075, China)

Abstract: In order to investigate the reservoir storage capacity of CO₂, this paper focus on influencing factors such as the sealing preservation, temperature and pressure of CO₂ under the reservoir pore fluid, summarized the limit storage formula of CO₂ in the underground reservoir, numerical simulation was used to calculate the parameters such as underground reservoir storage volume and residual oil saturation, laboratory measurement methods were also used to calculate the solubility of CO₂ under different temperature and pressure conditions, together, the storage amount of CO₂ after 10 years' injection was estimated. The results show that the new formula simplifies the calculation process of CO₂ storage; reservoir simulation indicates that when the single well injection velocity is 10 t/d, it is economical and can effectively improve oil recovery; according to the calculation, the final storage capacity of CO₂ can reach over 20% of the reservoir's geological reserves. These results are helpful and complement to the CCUS technical system.

Key words: CCUS; seal capacity; geological modeling; numerical simulation

能源短缺与温室效应问题是当今世界面临的两大难题,CO₂-EOR 驱所要达成的目标是要把 CO₂ 注入油层,驱替原油提高采收率的同时,将 CO₂ 封存在地下储层中,从而达到双赢结果。经过几十年的发展,二氧化碳驱已经取得长足进步^[1-7],这主要体现在油田的增产能力方面。但 CO₂ 在储层中的

封存情况及封存量的研究较少。本文在实验室研究 CO₂ 地下各种性质的基础上,通过建立 CO₂ 封存量计算模型,并利用地质建模技术和数值模拟技术,对储层的 CO₂ 封存能力予以评估,以期能对 CO₂ 的捕集—利用—封存(CCUS)技术提供参考。

基金项目:国家自然科学基金项目“盐度响应型水包稠油乳状液的构建及其在多孔介质中的运移行为研究”(51804036)。

第一作者简介:赵丰年(1984—),男,硕士,工程师,主要从事油气田开发相关工作。邮箱:20878428@qq.com。

1 CO₂在储层中的极限封存量

CO₂在储层中的封存状态和存储介质可分为以下4类^[8-10]:以气态、液态或超流体态封存于地层孔隙中,溶解或以离子形态封存在地层水中,溶解或以离子形态封存在原油中,以沉淀的形势封存于地层骨架中。前人的研究^[11-13]都是从注入开始,研究CO₂在储层中的流动、驱替、波及范围等一系列过程,由于影响因素众多,计算过程极为烦琐。本文采用逆向思维的方式,从CO₂在储层中最终的存储状态出发,当注入结束后,CO₂在每一类储层介质中的封存量达到饱和时,所消耗的总量即为CO₂的极限封存量。具体做法是从理想状态出发,分别求取单一存储介质中的CO₂封存量计算方法,继而综合建立CO₂在真实储层中的极限封存量模型。

1.1 CO₂在空构造圈闭中的封存量

当存在空圈闭时,CO₂将以气态、液态或超临界流体的形式储存在地层孔隙中。储层的孔隙体积即为其极限封存体积。此时根据储层的温度和压力计算出该条件下CO₂的密度,即可求得CO₂的极限封存量。

1.2 CO₂在地层水中的封存

CO₂在地层水中的封存主要通过扩散与对流作用溶解于地层水中^[14]。其溶解度受到地层温度、压力和地层水矿化度的影响^[15],在纯地层水的储集空间,CO₂在地层水中的封存量(H_{CO_2})公式可归纳为:

$$H_{CO_2} = V_w \times R \quad (1)$$

式中 V_w ——地层水总量, m³;

R ——地层水温压条件下CO₂的溶解度, t/m³。

1.3 CO₂在原油中的封存

同样,CO₂在原油中的封存主要以溶解作用为主^[16],其在原油中的溶解度也受到多种因素的影响,除了温度和压力外,原油性质也影响二氧化碳在原油中的溶解。类似地,在理想的纯油藏中,CO₂在原油中的封存量公式可归纳为:

$$p_{CO_2} = V_{oil} \times C_o \times \frac{1}{\beta} \times \rho \quad (2)$$

式中 p_{CO_2} ——二氧化碳在原油中的溶解封存量, t;

V_{oil} ——原油地质储量, m³;

C_o ——二氧化碳在原油中的溶解度, t/m³;

β ——溶解平衡后的膨胀系数。

1.4 CO₂的矿物封存

CO₂注入砂岩储层中经过一系列的化学反应,最终会沉淀方解石、菱镁矿等碳酸盐矿物,从而完成CO₂的矿物封存。但从反应时间来看,矿物圈闭需要几百年甚至是上千年才能发生作用^[17],不是短期内CO₂封存的主要方式。

因此在CO₂注入的几十年内,地层孔隙空间中的封存在CO₂从注入开始就产生作用。而溶解贮存相对比较缓慢,因此只需要求取注入CO₂若干年后储层的采出程度和剩余油情况,即可估算出CO₂的封存量:

$$T_{CO_2} = G_{CO_2} \times \frac{\Phi_i}{\Phi_t} + H_{CO_2} + p_{CO_2} \quad (3)$$

式中 T_{CO_2} ——CO₂总封存量, t;

G_{CO_2} ——CO₂在孔隙中的理论封存量, t;

H_{CO_2} ——CO₂在地层水中的理论封存量, t;

p_{CO_2} ——CO₂在原油中的理论封存量, t;

Φ_i ——地层总孔隙体积, %;

Φ_t ——净采出的流体体积, %。

2 油藏生产模拟

选择延长油田某区块作为实验工区^[18],该工区面积为2.55 km²,总井数为61口,生产层位为长2,油藏埋深为1 350~1 560 m,原始地层压力为10.26 MPa,温度为41.16 °C,平均储层厚度为15.8 m,平均孔隙度为16%,平均含油饱和度为56%。经计算工区地质储量为176×10⁴ t,平均储量丰度为69×10⁴ t/km²。

2000年7月投产长2层,日产油为12.5 t,不含水。此后开始大规模建产,截至2006年3月,工区完成对所有井的投产。2002年11月开始陆续投入注水开发,2006年4月所有水井投注完毕。投产完成后工区内油井数为50口,水井为11口,高峰时期月产油量为3 000 t,月注水量为6 600 m³。

2.1 油藏地质建模

地质建模过程使用了PETREL软件,根据工区的规模和井距的大小,将网格步长设置为20 m×20 m,为了保证隔夹层对油层生产的影响,垂向上按1 m划分网格,总网格数为411 588个。总体上采取确定性建模与随机模拟相结合的方法,平面上使用沉积相控制,空间内进行随机插值。通过模型计算的产量为172×10⁴ t,平均孔隙度为15.8%,孔隙体积为618×10⁴ m³,平均含油饱和度为56.2%,与

原始数据相对误差在 2% 以内,可见模型较为精确。

2.2 油藏数值模拟

油藏历史生产数据拟合工作是未来开发指标预测的基础,本次研究使用 ECLIPSE 软件对工区的开发历程进行了拟合。整理的拟合思路采取从整体到局部的过程,首先在全区块采用定油量、拟合含水的方法,当区块产油量及含水符合到一定程

度时,重点关注各个井组的数据拟合情况,考虑到油藏的非均质性,在含水拟合时采用就近使用邻井相渗曲线的方法,除了相渗曲线,还考虑各井的表皮因子。经过拟合,月产油速度与历史产油速度平均相对误差为 5%。累计产油量与历史累计产油量平均相对误差在 6% 以内,单井含水符合率也达到 90% 以上,达到了拟合精度要求。

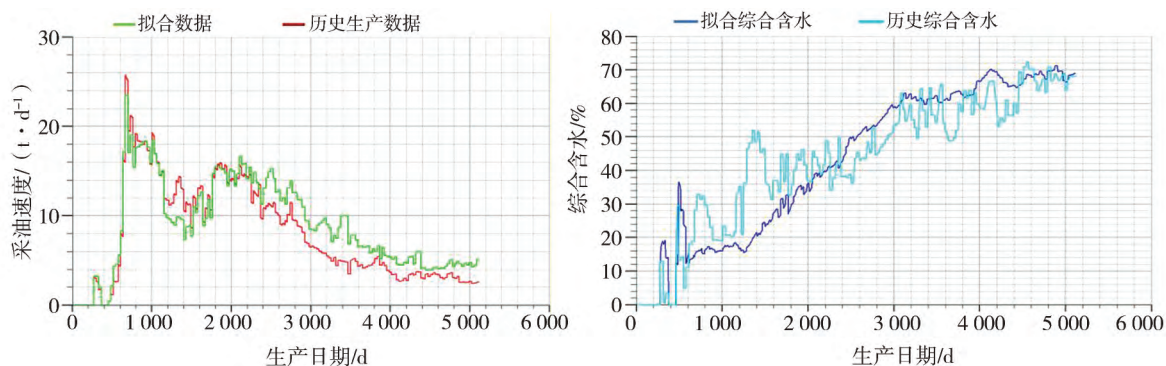


图1 工区内产油量、综合含水拟合曲线

Fig. 1 Fitting curves of oilfield oil production & water cut

2.3 注 CO₂ 生产预测

不同的 CO₂ 注入方式将最终决定油藏的采收率以及 CO₂ 的封存状况^[19],根据 CO₂ 的物理性质和油藏特征,实验室分别测定了不同注入压力(14 MPa、18 MPa、22 MPa、25 MPa、28 MPa)和注入速度下(0.3 cm³/min、0.6 cm³/min、1.2 cm³/min、1.8 cm³/min和 2.4 cm³/min)的驱油效率,结果表明:注入压力越高,CO₂ 驱油效果越好,其原因主要是在地层条件下,压力越高,原油中溶解的 CO₂ 越多,原油黏度降低得越显著;同时,高压条件下 CO₂ 与原油之间的界面张力减小,驱替阻力减小,采出程度更高。但注入压力越高,对设备的要求越高,且注入压力不能超过地层破裂压力。注入速度越快,见气时采出程度和最终采出程度越大,但随着注入速度的增加,压力增加,容易形成气窜。

本次研究在实验分析的基础上,分别模拟了后续 5 t/d、10 t/d、15 t/d、20 t/d、25 t/d 的单井注气速度,预测结果如图 2 所示。结果显示 10 年后,注 CO₂ 能提高采收率 5% 以上,当注气速度大于 10 t/d 以后,采收率的提高幅度有限。因此,从经济和获得更高采收率的角度出发,合理单井注气速度为 10 t/d。

2.4 剩余油分布情况

从模拟的结果来看(图 3),剩余油主要分布在工区边界及渗透率相对较低的条带上,当地层的非

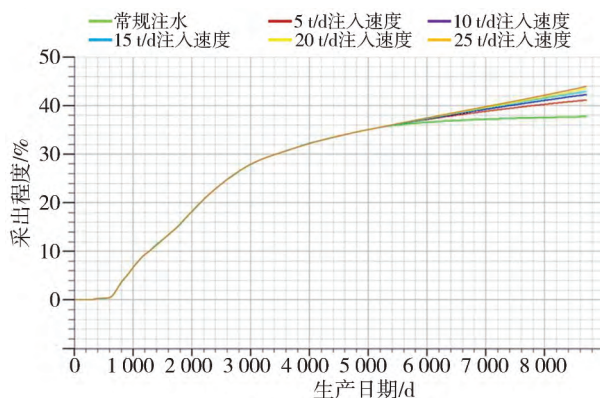


图2 不同注入速度下的采出程度

Fig. 2 Recovery ratio under different injection speed

均质性较强时,CO₂ 驱替波及范围与水驱相比变化不大。如 ZA18-3 井组,在注水期间油井已较高含水,但当地层非均质性较弱时(如 ZA27 井组),CO₂ 气驱能大幅度提高波及体积,从而有效提高采出程度。储层段末期地层压力为 16 MPa,剩余地质储量为 117×10^4 t,平均含油饱和度为 26.9%。

3 CO₂ 封存量计算

由于工区构造情况较为简单,不存在能够封存 CO₂ 的空构造,并且注入时间不足以形成矿物封存,因此 CO₂ 的封存主要依靠其在地层水和剩余油中的

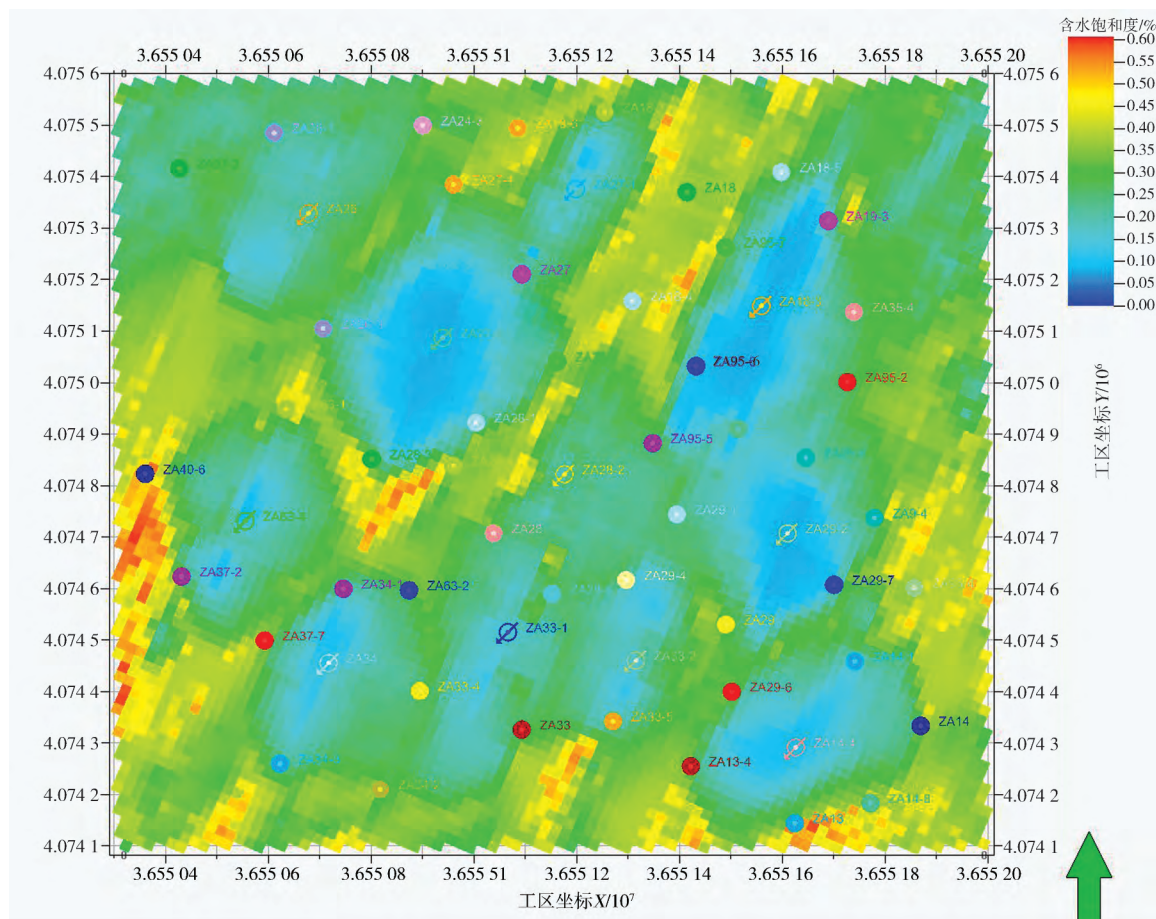


图 3 剩余油分布情况

Fig. 3 Distribution of remaining oil after simulation

溶解,公式可简化为:

$$T_{\text{CO}_2} = H_{\text{CO}_2} + p_{\text{CO}_2} \quad (4)$$

公式 T_{CO_2} —— CO₂ 总封存量, t;

H_{CO_2} —— CO₂ 在地层水中的理论封存量, t;

p_{CO_2} —— CO₂ 在原油中的理论封存量, t。

要计算 CO₂ 在地层水中的封存量, 根据公式 (1), 只需计算地层水总体积 V_w 、CO₂ 在地层温压条件下的溶解度 R 即可。通过注入末期的含水饱和度 (1- S_o %) 与总的孔隙体积, 可计算出地层水体积。CO₂ 在地层水中的溶解度随着温度升高而降低, 随着压力升高而升高; 地层矿化度同样影响 CO₂ 的溶解度, 高地层水矿化度会导致溶解度降低。关于 CO₂ 的溶解度与密度的求取, 前人做过大量研究^[20], 本次研究为准确确定 CO₂ 的封存量, 直接用现场取样、实验室测定的方法确定出在地层压力为 16 MPa、地层温度为 41.2 °C 的条件下, CO₂ 在地层水中的溶解度为 27.5 g/L。

同样, 根据公式 (2) 可计算出 CO₂ 在剩余油中的封存量。对于原油来说, 压力越高, CO₂ 的溶解度越

大; 随着温度的升高, CO₂ 在原油中的溶解度会降低; 随着原油中重质油含量的增多, CO₂ 的溶解度降低。与 CO₂ 在地层水中的溶解不同, CO₂ 在原油中溶解后也会导致原油的体积膨胀, 取决于原油的物性, 一般可增加 10%~100%。剩余油体积可通过总孔隙体积与剩余油饱和度两个参数求取, 其他则通过现场取样与实验室测定获得。CO₂ 在地层原油中的溶解度为 206.9 g/L, 溶解饱和后的体积膨胀系数为 1.4。

通过地质建模与数值模拟确定油藏参数, 实验室方法确定 CO₂ 物性参数, 公式计算工区内 CO₂ 的总封存量可达到 36.98×10^4 t, 其中原油中溶解 24.56×10^4 t, 地层水中溶解 12.42×10^4 t, 总溶解量可占工区内地质储量的 21.01%。

4 结论与认识

(1) CO₂ 在地层中的封存可分为圈闭封存、溶解

封存和矿物封存三大类,对于构造圈闭不发育的油藏来说,主要以溶解在地层水和剩余油中为主。对于构造圈闭发育的油藏,则需要进一步计算出圈闭的有效容量。

(2)不同注入压力和注入速度对提高采收率以及最终封存 CO₂ 体积作用不同,压力和注入速度越快,采收率提升越快,CO₂ 封存量越大,但超过一定速度后,对采收率的提高有限,推荐注入速度为 10 t/d。

(3)由于 CO₂ 在原油中的溶解度与地层水的溶解度不同,因此其最终埋存量受剩余油饱和度的影响。在 CO₂ 溶解完全且保存完整的情况下,该区块 CO₂ 的储层封存量可达到油藏地质储量的 20% 以上。

参考文献

- [1] 谷丽冰,李治平,欧瑾. 利用二氧化碳提高原油采收率研究进展[J]. 中国矿业,2007(10):66-69.
GUL B, LI Z P, OU J. The existing state of enhanced oil recovery by utilizing carbon dioxide[J]. China Mining Magazine, 2007(10):66-69.
- [2] 程杰成,雷友忠,朱维耀. 大庆长垣外围特低渗透扶余油层 CO₂ 驱油试验研究[J]. 天然气地球科学,2008(3):402-409.
CHENG J C, LEI Y Z, ZHU W Y. Pilot test on CO₂ flooding in extra low permeability Fuyu oil layer in Daqing placanticline [J]. Natural Gas Geoscience, 2008(3):402-409.
- [3] 廉黎明,秦积舜,杨思玉,等. 二氧化碳驱数学模型研究进展及发展方向[J]. 油气地质与采收率,2013,20(2):77-82,116.
LIAN L M, QIN J S, YANG S Y, et al. Research progress and development directions of mathematical models in CO₂ flooding[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013,20(2):77-82,116.
- [4] 王艳,李伟峰,贾自力,等. 乔家洼油田长 6 油藏注 CO₂ 驱开发实践与效果分析[J]. 非常规油气,2016,3(3):75-79.
WANG Y, LI W F, JIA Z L, et al. The development practice and effect analysis for CO₂ injection in Chang-6 reservoir of Qiaojiaawa oilfield[J]. Unconventional Oil & Gas, 2016,3(3):75-79.
- [5] 齐春民,李瑞冬,朱世东,等. 鄂尔多斯盆地油沟区长 4+5₁ 低渗透油藏二氧化碳驱先导试验[J]. 石油钻采工艺,2019,41(2):249-253.
QI C M, LI R D, ZHU S D, et al. Pilot test on CO₂ flooding of Chang4+5₁ oil reservoir in Yougou region of the Ordos Basin [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(2):249-253.
- [6] 李剑,段杰,姚振杰,等. 低渗透油藏水驱后注 CO₂ 驱提高采收率影响因素分析[J]. 非常规油气,2017,4(6):49-56.
LI J, DUAN J, YAO Z J, et al. Analysis on influence factors of enhanced oil recovery in CO₂ flooding after water flooding in low permeability reservoir [J]. Unconventional Oil & Gas, 2017,4(6):49-56.
- [7] 王世璐,王玉霞,贾凯锋. 低渗透油藏岩心注 CO₂ 驱油效率物理模拟[J]. 非常规油气,2019,6(2):85-90.
WANG S L, WANG Y X, JIA K F. Physical simulation of CO₂ flooding efficiency in low permeability reservoir core[J]. Unconventional Oil & Gas, 2019,6(2):85-90.
- [8] 梁凯强,王宏,杨红,等. 延长油田 CO₂ 非混相驱地质封存潜力初步评价[J]. 断块油气田,2018,25(1):89-92.
LIANG K Q, WANG H, YANG H, et al. Preliminary evaluation of CO₂ EOR geological sequestration potential for Yan-chang Oilfield[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2018,25(1):89-92.
- [9] 张冰,梁凯强,王维波,等. 鄂尔多斯盆地深部咸水层 CO₂ 有效地质封存潜力评价[J]. 非常规油气,2019,6(3):15-20.
ZHANG B, LIANG K Q, WANG W B, et al. Evaluation of effective CO₂ geological sequestration potential of deep saline aquifer in Ordos Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2019,6(3):15-20.
- [10] 沈平平,廖新维,刘庆杰. 二氧化碳在油藏中埋存量计算方法[J]. 石油勘探与开发,2009,36(2):216-220.
SHEN P, LIAO X W, LIU Q J. Methodology for estimation of CO₂ storage capacity in reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009,36(2):216-220.
- [11] 沈平平,廖新维. 二氧化碳地质埋存与提高石油采收率技术[M]. 北京:石油工业出版社,2009:22-120.
SHEN P, LIAO X W. The technology of carbon dioxide stored in geological media and Enhanced Oil Recovery[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009:22-120.
- [12] BACHU S. Sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change: road map for site selection using the transform of the geological space into the CO₂ phase space [J]. Energy Conversion and Management, 2002, 43(1):87-102.
- [13] GIBSON-POOLE C M, STREIT J E, LANG S C, et al. Geological storage of carbon dioxide: modelling the early Cretaceous succession in the Barrow Sub-basin, northwest Australia[J]. Australian Petroleum Production Exploration Association, 2004,44(1):653-676.
- [14] 沈平平,黄磊. 二氧化碳—原油多相多组分渗流机理研究[J]. 石油学报,2009,30(2):247-251.
SHEN P, HUANG L. Flow mechanisms of multi-phase multi-component CO₂-crude oil system in porous media[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009,30(2):247-251.
- [15] 胡丽莎,常春,于青春. 鄂尔多斯盆地山西组地下咸水 CO₂ 溶解能力[J]. 地球科学:中国地质大学学报,2012,37(2):301-306.
HUL S, CHANG C, YU Q C. CO₂ solubility in Shanxi formation water of Ordos Basin[J]. Earth Science: Journal of China University of Geosciences, 2012,37(2):301-306.

(转第 54 页)

- [10] 鲍鹏. 鄂尔多斯盆地东部梅塔区长 2 油层储层特征研究[J]. 非常规油气, 2017, 4(5): 25-31.
BAO P. Study on the reservoir characteristics of Chang-2 reservoir in Meita exploration block, eastern Ordos Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2017, 4(5): 25-31.
- [11] 杨传奇, 刘佳庆, 陈世海, 等. 鄂尔多斯盆地马营—纸坊地区长 6、长 8 致密砂岩储层特征及优质储层影响因素分析[J]. 非常规油气, 2017, 4(6): 26-33.
YANG C Q, LIU J Q, CHEN S H, et al. Characteristics of tight sandstone reservoirs of Chang-6 and Chang-8 and analysis of influencing factors of high quality reservoirs in Maying-Zhifang area, Ordos Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2017, 4(6): 26-33.
- [12] 武富礼, 李文厚, 李玉宏, 等. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组三角洲沉积及演化[J]. 古地理学报, 2004, 6(3): 307-314.
WU F L, LI W H, LI Y H, et al. Delta sediments and evolution of the Yanchang formation of upper Triassic in Ordos Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2004, 6(3): 307-314.
- [13] 白玉彬, 赵靖舟, 叶小闯. 致密油藏与常规油藏物性界限研究方法探讨及其应用[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2017, 32(4): 32-38.
BAI Y B, ZHAO J Z, YE X C. Discussion and application of research method of physical property limits of tight oil reservoir and conventional reservoir[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2017, 32(4): 32-38.
- [14] 徐杰, 刘刚, 展转盈, 等. 三塘湖盆地西山窑组低孔低渗储层特征及物性控制因素[J]. 非常规油气, 2018, 5(2): 24-30.
XU J, LIU G, ZHAN Z Y, et al. Characteristics and controlling factors on physical properties of J2x low porosity and low permeability reservoir in Santanghu Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2018, 5(2): 16-23, 30.
- [15] 石芳惠. 鄂尔多斯盆地沿河湾区长组储层“四性关系”研究[J]. 非常规油气, 2019, 6(5): 32-37.
SHI F H. Four-properties relationship of Yanchang reservoir in Yanhewan, Ordos Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2019, 6(5): 32-37.

(接第 64 页)

- [16] 徐轩, 胡勇, 田姗姗, 等. 低渗致密气藏气相启动压力梯度表征及测量[J]. 特种油气藏, 2015(4): 78-81.
XU X, HU Y, TIAN S, et al. Characterization and measurement of starting pressure gradient of gas phase in low-permeability tight gas reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015(4): 78-81.
- [17] 柯文丽, 汪伟英, 游艺, 等. 非线性渗流启动压力梯度确定方法研究[J]. 石油化工应用, 2013, 32(2): 1-4.
KEW L, WANG W Y, YOU Y, et al. Research of nonlinear seepage start-up pressure gradient determine method[J]. Petrochemical Industry Application, 2013, 32(2): 1-4.
- [18] 依呷, 唐海, 吕栋梁. 低渗气藏启动压力梯度研究与分析[J]. 海洋石油, 2006(3): 51-54.
YIX, TANG H, LYU D L. The study and analysis of starting pressure gradient in low permeability gas reservoirs[J]. Offshore Oil, 2006(3): 51-54.
- [19] 李玉丹, 董平川, 张荷, 等. 低渗透油藏渗透率及启动压力梯度应力敏感性分析[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(6): 57-63.
LIY D, DONG P C, ZHANG H, et al. Stress sensitivity analysis of permeability and threshold pressure gradient in low-permeability reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(6): 57-63.
- [20] 曲占庆, 翟恒立, 田相雷, 等. 考虑压敏效应的变启动压力梯度试验研究[J]. 石油勘探技术, 2012, 40(3): 78-82.
QUZ Q, ZHAI H L, TIAN X L, et al. Experimental research on variable threshold pressure gradient considering pressure sensitive effect[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(3): 78-82.

(接第 76 页)

- [16] 李东东, 侯吉瑞, 赵凤兰, 等. 二氧化碳在原油中的分子扩散系数和溶解度研究[J]. 油田化学, 2009, 26(4): 405-408.
LID D, HOU J R, ZHAO F L, et al. Study of molecular diffusion coefficients and solubility of carbon dioxide in a Jinlin crude oil[J]. Oilfield Chemistry, 2009, 26(4): 405-408.
- [17] 李雪静, 乔明. 二氧化碳捕获与封存技术进展及存在的问题分析[J]. 中外能源, 2008(5): 104-107.
LIX J, QIAO M. Advances and challenges in CO₂ capture & sequestration[J]. Sino-Global Energy, 2008(5): 104-107.
- [18] 马浪, 何斌, 杜彦军, 等. 鄂尔多斯盆地王家湾地区长 2 油层组储层特征及分类评价[J]. 非常规油气, 2018, 5(4): 14-22.
MA L, HE B, DU Y J, et al. Study on reservoir characteristics and classified evaluation of Chang-2 oil layer in Wangjiawan block, Ordos Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2018, 5(4): 14-22.
- [19] 张俊, 周自武, 王伟胜, 等. 葡北油田气水交替驱提高采收率矿场试验研究[J]. 石油勘探与开发, 2004(6): 85-87.
ZHANG J, ZHOU Z W, WANG W S, et al. EOR field test of gas-water alternative injection in Pubei Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004(6): 85-87.
- [20] 韩学婷, 张兵, 叶建平. 煤层气藏 CO₂-ECBM 注入过程中 CO₂ 相态变化分析及应用: 以沁水盆地柿庄北区块为例[J]. 非常规油气, 2018, 5(1): 80-85.
HANX T, ZHANG B, YE J P. Analysis and application of CO₂ phase change during CO₂-ECBM injection in CBM: taking the study of Shizhuang north block in Qinshui Basin as an example[J]. Unconventional Oil & Gas, 2018, 5(1): 80-85.