

# BQ 地区东营组疏松砂岩试油测试压差确定方法

鹿晓涵<sup>1</sup>, 侯满福<sup>2</sup>, 黄国辉<sup>3</sup>, 王永军<sup>1</sup>, 杨爱英<sup>4</sup>, 胡围焱<sup>5</sup>

- 1. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司油气井测试分公司 河北廊坊 065007
- 2. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司国际工程分公司 天津 300280
- 3. 中国石油集团天然气股份有限公司吉林油田分公司松原采气厂 吉林松原 138000
- 4. 中国石油集团天然气股份有限公司华北油田分公司勘探开发研究院 河北任丘 062552
- 5. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司第二钻井分公司 河北廊坊 065007

通讯作者: Email: liuyu9@cnpc.com.cn

引用: 鹿晓涵, 侯满福, 黄国辉, 等. BQ 地区东营组疏松砂岩试油测试压差确定方法[J]. 油气井测试, 2023, 32(6): 8-12.

Cite: LU Xiaohan, HOU Manfu, HUANG Guohui, et al. A method to determine the differential pressure for oil testing in the Dongying formation loose sandstone in BQ area[J]. Well Testing, 2023, 32(6): 8-12.

**摘要** BQ 地区东营组地层具有砂岩疏松、原油黏度高、流动难度大的特点, 单井试油时多采用测试射孔联作、射流泵排液工艺, 在此过程中若压差控制不当, 极易造成地层出砂、管柱卡埋的后果。为了确保充分激动地层同时防止地层出砂, 以测井数据为基础进行力学计算, 得到最小临界出砂压差 5~7 MPa, 从而确定合理生产压差应小于 5 MPa, 在此基础上考虑射孔爆轰效应影响确定合理测试压差, 并结合射流泵排液情况的统计规律, 确定射流泵排液泵压上限值为 6 MPa。经 BQ6、BQ102X 两口井现场成功应用, 分别获得日产原油 40.05 m<sup>3</sup>、3.22 m<sup>3</sup>, 且无砂堵现象。该方法对于疏松砂岩储层试油测试具有借鉴意义。

**关键词** 东营组; 疏松砂岩; 最小临界出砂压差; 生产压差; 测试压差; 射流泵压力; 排液制度

**中图分类号**: TE27      **文献标识码**: B      **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2023.06.002

## A method to determine the differential pressure for oil testing in the Dongying formation loose sandstone in BQ area

LU Xiaohan<sup>1</sup>, HOU Manfu<sup>2</sup>, HUANG Guohui<sup>3</sup>, WANG Yongjun<sup>1</sup>, YANG Aiyong<sup>4</sup>, HU Weiyang<sup>5</sup>

- 1. Well Testing Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Co. Ltd., Langfang, Hebei 065007, China
- 2. International Engineering Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Co. Ltd., Tianjin 300280, China
- 3. Songyuan Gas Production Plant, PetroChina Jilin Oil Field Company, Songyuan, Jilin 138000, China
- 4. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu, Hebei 062552, China
- 5. NO. 2 Drilling Engineering Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Co. Ltd., Langfang, Hebei 065007, China

**Abstract:** In the Dongying formation loose sandstone in the BQ area, where crude oil is highly viscous to hinder its flow, the single-well oil testing is often conducted in conjunction with perforation and drainage via jet pump. In this process, any improper control on differential pressure may easily cause formation sand production and string sticking. To ensure a sufficient stimulation of strata without sand production, a mechanical calculation was made using the logging data. The minimum critical differential pressure for sand production was obtained to be 5~7 MPa, and then the rational differential pressure for oil production was determined to be less than 5 MPa. Coupling with the impact of detonation effect in perforation on determination of rational differential pressure for oil testing, and the statistic rule for drainage via jet pump, the upper limit of jet pump pressure for drainage was defined as 6 MPa. Field applications in two wells (BQ6 and BQ102X) demonstrated a daily production of 40.05 m<sup>3</sup> and 3.22 m<sup>3</sup>, respectively, with no sand production observed. It is concluded that the proposed method is referential for oil testing in loose sandstone reservoirs.

**Keywords:** Dongying formation; loose sandstone; minimum critical differential pressure for sand production; differential pressure for oil production; differential pressure for oil testing; jet pump pressure; drainage system

针对国内油气田疏松砂岩储层试油测试期间地层出砂造成砂堵、砂卡等问题, 国内许多专家做了大量的有针对性的研究, 主要从临界出砂压差计

算、岩石力学参数变化规律、利用动态和静态资料预测出砂等方面做了大量的研究。目前的研究成果对于解决疏松砂岩储层出砂问题, 具有一定的指



导和借鉴意义<sup>[1-4]</sup>。

张会增等<sup>[5]</sup>建立了针对海上弱胶结砂岩油藏的全生命周期出砂风险预测方法,可指导油田选择合适的防砂时机、防砂方式及适时调整生产压差。郑金定等<sup>[6]</sup>针对渤海 L 油田砂岩疏松,含油井段长、小层数量多、薄层占比高、非均质性强的特征,建立“流场调控、细分层系、合理压差”三位一体的综合调整策略,新井初期产能平均提高 26.9%。刘正奎等<sup>[7]</sup>提出了基于 QS 曲线的合理压差确定方法,将流压算产转变为动液面下降高度变化求产方式,可有效避免井底负压对稳产的影响,可有效解决出砂严重、解堵防砂有效期短的问题。康凯等<sup>[8]</sup>针对渤海 Q 油田进入高含水率、高采出程度“双高”阶段的稳产难题,建立了不同井距下合理生产压差与流度的关系图版,实现日产量连续 5 年稳产 200 m<sup>3</sup>/d,油田采收率提高 4%。王泉等<sup>[9]</sup>针对储气库强注强采和大排量吞吐的特点,开展水平井临界出砂压差“C”公式模型研究,形成水平井动态出砂压差预警模型,可实现对水平井动态生产压差的实时监测。石先亚等<sup>[10]</sup>为有效做好出砂预测,针对衰竭式开采弱胶结疏松砂岩油气藏,建立出砂临界生产压差 CDP 模型,给出一种适用于海上储层压力衰竭开采生产井全生产周期出砂预测方法。董长银等<sup>[11]</sup>基于地层岩石弹塑性变形理论,建立出砂水平井近井塑性区应力分布模型并且根据弹、塑性边界的应力连续条件,建立弹、塑性边界上的径向应力平衡方程,对涩北气田涩 4~9 井进行了系统出砂预测,与实际生产资料基本符合。孙峰等<sup>[12]</sup>针对疏松砂岩油藏开发过程中油井出砂与提高产能之间的矛盾,在综合考虑流体渗流、储层变形或破坏等因素的基础上,建立了一种流固耦合形式的疏松砂岩合理压差预测模型,并提出了适合该井区的合理压差。

BQ 地区东营组地层的砂岩疏松,原油黏度高,流动难度大,且单井试油时多采用测试射孔联作+射流泵排液工艺,在此过程中若压差控制不当,极易造成地层出砂、管柱卡埋的后果。因此有必要进行临界出砂压差预测方法、测试压差确定方法以及射流泵排液泵压优化方法的研究。

## 1 BQ 地区地质概况

BQ 地区东营组地层的砂岩疏松,优质储层主要发育原生粒间孔,其次为粒间溶孔,面孔率 15%~

30%,颗粒间呈点-点接触;部分层段储层因泥质或方解石胶结而储集性能变差。岩心全直径 CT 扫描,显示高角度裂缝发育,整体连通性好。该储层整体为中高孔、中高渗透储层,孔隙度范围为 0.8%~36.6%,平均为 26.76%,渗透率范围为 0.03~2 800 mD,平均为 1.04 D。压汞资料表现两种孔喉特征,第一种大小孔喉连续分布,以细喉为主(<5 μm);第二种以大孔喉为主,喉直径均值为 20 μm;总体特征:中大孔发育,喉直径为细喉-中喉型,排驱压力低(0.03~0.42 MPa),进汞效率高 80%~95%,退汞效率低 8%~29%。储层孔隙度、渗透率随黏土矿物和胶结物含量的增大而减小。岩石成分中泥质、方解石含量高会严重影响储层物性和含油性。储层岩性主要为细砂岩,储层泥质含量基本小于 20%,且油、水层电性特征明显。

东营组砂岩在地层温度 63.4 ℃、地层压力 15.1 MPa,饱和压力 11.7 MPa,地层原油黏度 87.5 mPa·s 的条件下单次脱气油气比 38.2 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。原油黏度对温度的变化敏感,拐点在 40~50 ℃,随温度降低原油黏度快速升高,原油黏度高,流动难度大。

## 2 BQ 地区生产压差确定

对于疏松砂岩,合理的生产压差应防止井出砂,油气层出砂是因为井底地带岩石机构破坏所引起的,它与岩石的交接强度、应力状态和开采条件有关。故首先计算储层的临界出砂压差。计算临界出砂压差的方法较多,沉积岩沙泥岩储层一般采用基于测井声波时差的 Coates 沉积岩单轴强度预测模型(见式 1)进行临界出砂压差的计算,该模型综合考虑剪切破坏及拉伸破坏条件下建立的临界出砂压差模型。再按照经验公式(2)进行临界生产压差的预测。

$$UCS = A(1 - 2\mu_s) \frac{1 + \mu_s^2}{1 - \mu_s} \rho^2 V_p^4 (1 + 0.78V_{cl}) \quad (1)$$

$$\Delta p = 0.555 8 UCS + 5.392 8 \quad (2)$$

其中  $V_p = 308/AC$

$$V_{cl} = [2^{\frac{3.7GR-40}{180-40}} - 1] / (2^{3.7} - 1)$$

$$\mu_s = (V_p^2 - 2V_s^2) / (2(V_p^2 - V_s^2))$$

$$V_s = 0704V_p - 0.554$$

式中: UCS 为临界出砂压差, MPa; A 为系数 0.045 6;  $\mu_s$  为动态泊松比;  $\rho$  为地层密度, g/cm<sup>3</sup>;  $V_p$  为纵波速度, km/s;  $V_{cl}$  为泥质含量; AC 为纵波时

差,us/ft; GR 为自然伽马, API;  $V_s$  为横波速度, km/s;  $\Delta p$  为临界生产压差, MPa。

实际应用时一般计算目的生产层段上下 50 m 范围内的临界生产压差剖面, 以上下 50 m 范围内最小临界出砂压差作为该层的合理生产压差。

### 3 BQ 地区测试压差的确定

地层测试压差是指测试初始流动压差。从求取地层产能方面考虑, 测试压差越大越有利于地层流体产出和诱喷; 但压差过大不仅可能诱发地层大量出砂, 而且可能导致工具刺漏或其它事故发生。故合理的测试压差应既能确保地层的充分流动, 也要防止地层出砂, 尤其是 BQ 地区这种油藏埋藏浅, 砂岩疏松, 原油黏度大的储层。

BQ 地区开展的地层测试工作基本上是与射孔联作的方式进行的, 故还得考虑油藏在打开瞬间, 因射孔爆轰带来的压力脉冲对近井筒岩石骨架破坏引起的瞬间高能出砂现象, 所以在进行测试压差的确定的时候, 采用在临界生产压差基础上再减少 3~4 MPa, 作为该井地层测试时的测试压差, 如若储层计算出合理生产压差 5.75 MPa, 则地层测试压差可取值 2.75~1.75 MPa, 取整则为 3~2 MPa。

### 4 BQ 地区射流泵排液工作制度的确定

BQ 地区一般采用射流泵排液方式进行人工助排提产, 但射流泵排液因其强排的工艺特点, 泵压控制不当极易造成储层出砂, 轻则影响产量, 重则发生砂埋现象, 最终导致生产井报废。在此基础上如何控制泵压, 并在泵压允许范围内进行适当提产是此次要解决的关键问题。因此从实际井例出发, 动态追踪单井生产规律, 从而确定泵排时的最大泵压和合理工作制度。

#### 4.1 泵排最大泵压的确定

BQ 地区东营组已经进行了 10 井层的射流泵排液作业, 统计 5 井层, 如表 1 所示。排液结果显示, 当射流泵下深统一为距离射孔段顶面 100~200 m 处, 喷嘴直径设定为 3 mm 左右时, 泵压 $\leq$ 6 MPa 时, 无砂堵现象, 均正常落实了地层产能, 但当泵压大于 6 MPa 时, 则会因为地层出砂导致地面无液产出, 终止排液。因此, BQ 地区东营组储层采用射流泵排液时的泵压上限为 6 MPa。

#### 4.2 工作制度的确定

以泵压 2 MPa 作为起点, 若单井产能达不到预

期, 则按照 1 MPa 的阶梯值向上调整泵压, 并且每调整一个阶梯后, 维持泵压不变, 排液观察 8 h, 若无出砂现象, 且产能仍然未达预期, 则继续按照 1 MPa 的阶梯值继续向上调整, 继续观察 8 h, 以此类推, 若达到预期产能, 则不再调整泵压, 继续排液至能够定产结束。若一直未达到预期产能, 则按照前述办法继续上调泵压, 但上调至最大泵压时, 无论能否达到预期产能, 都不建议再次进行泵压调整, 就保持在最大泵压条件下进行排液求产结束。

表 1 射流泵排液泵压与出液情况统计表  
Table 1 Statistical table of jet pump discharge pump pressure and discharge conditions

井号	井段/m	泵下深/ m	喷嘴 直径/ mm	射流泵 泵压/ MPa	排液量/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )
BQ1X	1 769.6~1 796.4	1 668.73	3.2	10	砂堵无液
				16	砂堵无液
				2	2.90
BQ2X1	1 972.4~1 989.4	1 829.10	3.0	3	21.65
				4	27.68
				5	35.79
BQ6	1 457.6~1 463.2	1 282.68	3.0	6	40.05
				5	3.30
				7~14	砂堵无液
BQ101X	2 094.6~2 100.8	1 950.53	3.0	2	5.16
				3	7.85
				4	5.62
BQ101X	2 041.6~2 045.6	1 911.21	3.2	5	5.30
				2	2.58
				4	5.52

### 5 应用情况

(1) BQ6 井东营组井段 1 457.6~1 463.2 m 第一次采用 STV 测试射孔+射流泵排液工艺, 二开二关工作制度, 射孔段上下 50 m 范围内临界出砂压差预测为 5.75 MPa, 测试压差设计为 3 MPa, 符合该地区测试压差设计取值要求, 但射流泵排液时最高泵压控制在 14 MPa, 远高于 BQ 地区合理射流泵排液泵压取值 6 MPa, 故地层出砂, 井筒测试工具中的球座部位严重泥沙堆积压实, 砂堵现象严重(见图 1), 反映在实测压力历史曲线上为二开泵排阶段的压力曲线形似关井压力恢复曲线, 无法落实储层液性及产能。

为了进一步落实该井东营组储层的液性及产能, 进行了第二次 STV 常规地层测试+射流泵排液施工(见图 2), 仍采用一开一关工作制度, 按照此次研究成果, 测试压差仍然取值 3 MPa, 射流泵排液最大泵压控制在 6 MPa, 并且按照 2 MPa-3 MPa-4 MPa-5

MPa-6 MPa 逐步提高泵压的方式, 整个排液过程井筒流体流动顺畅, 地面及井筒无沉砂, 成功落实了该井的液性和产能: 产出纯油, 日产油 40.05 m<sup>3</sup>, 生产压差 2.6 MPa, 采油指数 15.4 m<sup>3</sup>/(d·MPa)。对应射流泵喷嘴 3.0 mm, 泵压 6 MPa, 排量 3.6 m<sup>3</sup>/h, 动力液进口温度 60 ℃, 出口温度 40~45 ℃。

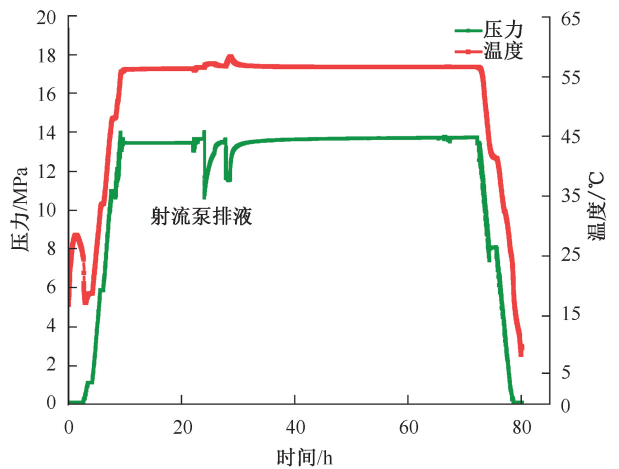


图 1 BQ6 井第一次测试-排液联作实测曲线图  
Fig. 1 First test and drainage joint measurement curve of BQ6 well

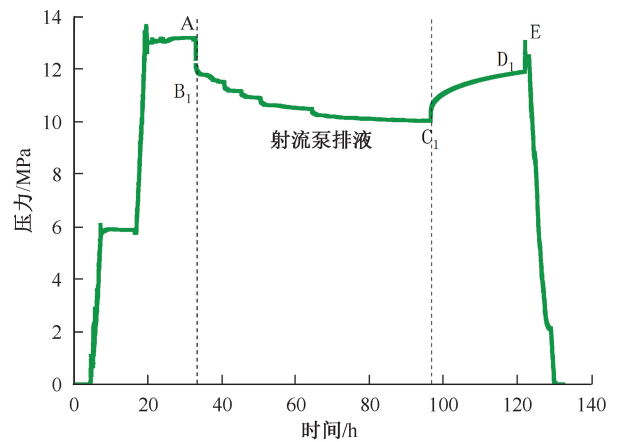


图 2 BQ6 井第二次测试-排液联作实测压力曲线图  
Fig. 2 Measured pressure curve of BQ6 well during the second test and drainage combined operation

选取一次关井压恢数据求取储层参数, 一关双对数诊断曲线整体表现为复合油藏特征(见图 3)。井储时间约半个对数周期, 经过 1 个对数周期过渡段后双对数曲线出现水平径向流特征, 持续约 1 个对数周期, 后期双对数导数曲线平行上翘至关井结束。分析储层存在断层和岩性边界, 选用变井储+有限传导+径向复合+无限大油藏模型求取地层参数, 获得油相有效渗透率 20 800 mD, 表皮系数-3.84, 复合半径 32.7 m, 探测半径 210.99 m。参数

结果表明, 地层为中渗储层, 井筒周围地层不存在污染, 储层横向上存在非均质特征。

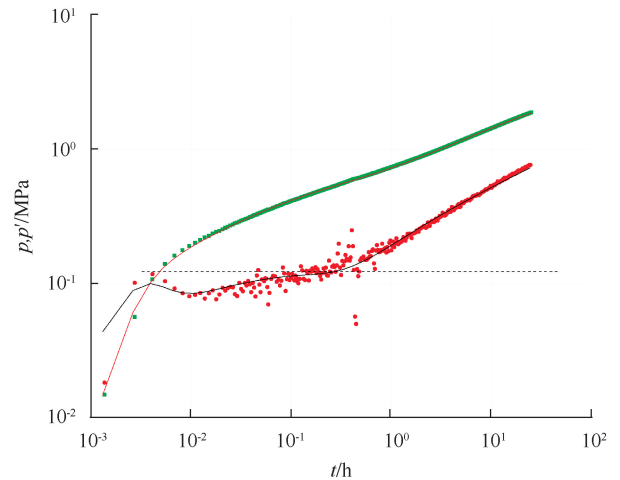


图 3 BQ6 井第二次测试的双对数诊断曲线图  
Fig. 3 Double logarithmic diagnostic curve for the second test of BQ6 well

落实该井原始地层压力 13.74 MPa, 对应地层压力系数 0.96, 属于正常压力系统。

(2) 2023 年 6 月 2 日~16 日 BQ102X 井采用 STV 测试射孔联作+射流泵排液工艺, 二开二关二开排液工作制度, 测试层位东营组, 井段为 2 016.20~2 018.80 m, 2.6 m/1 层, 根据测井数据计算该井目的层段上下 50 m 范围内最小临界出砂压差为 6.42 MPa(见图 4), 根据测试压差取值原则, 该井测试压差设置 3 MPa, 按照射流泵排液工作制度制定原则, 设计该井泵压为 2 MPa-3 MPa-4 MPa-5 MPa, 并且在逐步提压的过程中监测地面及井筒出砂情况。该井严格按照设计进行施工, 整个过程中井筒流动顺畅, 无出砂及砂堵现象产生。

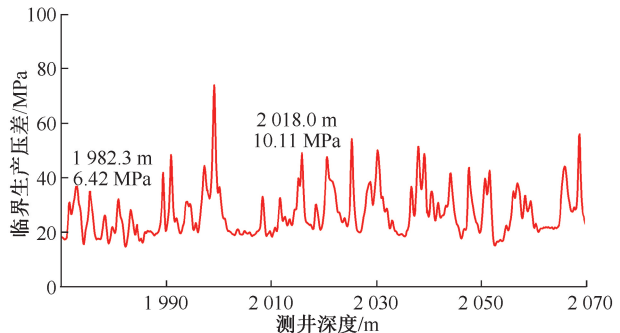


图 4 BQ102X 井 2016.2~2018.8 m 井段附近临界出砂压差预测图  
Fig. 4 Prediction of critical sand production pressure difference near the 2016.2~2018.8 m well section of BQ102X well

根据此次地层测试资料, 落实地层产出流体为纯油, 日产油 3.22 m<sup>3</sup>, 生产压差 6.55 MPa, 采油指



数  $0.49 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ 。对应射流泵喷嘴  $3.0 \text{ mm}$ , 泵压  $5 \text{ MPa}$ , 排量  $3.78 \text{ m}^3/\text{h}$ 。

## 6 结论

(1) 形成了适用于保定清苑构造带的临界出砂压差预测方法、测试压差取值方法及射流泵排液工作制度优化方法。

(2) 该方法在保定清苑地区现场应用了 2 口井, 均在有效保护地层前提下充分落实了地层液性及产能, 取得了准确的地层压力及地层物性参数, 为该地区增储上产奠定了基础。

(3) 该方法对国内同等类型的疏松砂岩储层地层测试及射流泵排液工艺具有推广借鉴价值。

**致谢:** 在论文撰写过程中, 感谢渤海钻探工程有限公司油气井测试分公司徐凤兰、李琳琳等试井专业人员提供的技术支持。

## 参考文献

- [1] 刘海龙, 张磊, 袁伟伟, 等. 海上稠油热采井出砂临界生产压差研究[J]. 非常规油气, 2021, 8(6): 77-82.  
LIU Hailong, ZHANG Lei, YUAN Weiwei, et al. Study on the critical production pressure difference of sand production in offshore heavy oil thermal recovery wells[J]. Unconventional Oil and Gas, 2021, 8(6): 77-82.
- [2] 韩志磊, 崔云江, 许赛男, 等. 疏松砂岩储层出砂分析测井评价新方法[J]. 中国海上油气, 2019, 31(1): 77-85.  
HAN Zhilei, CUI Yunjiang, XU Sainan, et al. A new method of log evaluation for sand production in unconsolidated sandstone reservoirs[J]. China Offshore Oil and Gas, 2019, 31(1): 77-85.
- [3] 董长银, 王爱萍. 出砂水平井近井塑性区出砂半径预测研究[J]. 中国矿业大学学报, 2012, 41(4): 663-668.  
DONG Changyin, WANG Aiping. Distribution of plastic stress near wellbore and prediction of sanding radius for sanding horizontal wells[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2012, 41(4): 663-668.
- [4] 张锦宏. 利用声波测井资料预测油井出砂的问题研究[J]. 江汉石油学院学报, 2003, 25(3): 122-123.  
ZHANG Jinhong. Problems in predicting sand production with sonic logging data[J]. Journal of Jianghan Petroleum Institute, 2003, 25(3): 122-123.
- [5] 张会增, 向东, 高斐, 等. 基于 H-B 强度准则的出砂风险预测方法研究与应用[J]. 钻采工艺, 2023, 46(2): 59-64.  
ZHANG Huizeng, XIANG Dong, GAO Fei, et al. Research and application of sand production risk prediction method based on H-B strength criterion[J]. Drilling and Production Technology, 2023, 46(2): 59-64.
- [6] 郑金定, 侯亚伟, 石洪福, 等. 多层疏松砂岩油藏产能影响因素分析及治理—以渤海 L 油田为例[J]. 石油地质与工程, 2022, 36(5): 52-56.

- ZHENG Jinding, HOU Yawei, SHI Hongfu, et al. Influencing factors and governance strategies of multi-layer unconsolidated sandstone reservoir productivity: by taking Bohai L oilfield as an example [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2022, 36(5): 52-56.
- [7] 刘正奎, 王利敏, 刘洪涛, 等. 疏松砂岩油井合理产液量算法研究及在河南油田的应用[J]. 石油地质与工程, 2022, 36(5): 123-126.  
LIU Zhengkui, WANG Limin, LIU Hongtao, et al. Research and application of fluid production algorithm in unconsolidated sandstone oil wells [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2022, 36(5): 123-126.
  - [8] 康凯, 吴金涛, 刘斌, 等. 海上“双高”油田强化开采调控方法及应用[J]. 海洋石油, 2022, 42(3): 41-44.  
KANG Kai, WU Jintao, LIU Bin, et al. The method and application of enhanced exploitation control for offshore oilfield with high water cut and high recovery degree [J]. Offshore Oil, 2022, 42(3): 41-44.
  - [9] 王泉, 陈超, 哈斯亚提·萨依提, 等. 基于压力监测的水平井临界出砂预警模型—以新疆 H 储气库为例[J]. 新疆石油地质, 2022, 43(2): 214-220.  
WANG Quan, CHEN Chao, Hasyati SAYITI, et al. Early warning model for critical sand production in horizontal wells based on pressure monitoring: a case of H gas storage in Xinjiang [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(2): 214-220.
  - [10] 石先亚, 黄侠, 史景岩, 等. 压力衰竭下疏松砂岩出砂临界生产压差预测方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2020, 42(3): 115-122.  
SHI Xianya, HUANG Xia, SHI Jingyan, et al. Critical drawdown pressure of sanding onset for unconsolidated sandstone reservoirs when reservoir pressure depleted [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2020, 42(3): 115-122.
  - [11] 董长银, 张清华, 崔明月, 等. 复杂条件下疏松砂岩油藏动态出砂预测研究[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(6): 81-86.  
DONG Changyin, ZHANG Qinghua, CUI Mingyue, et al. A dynamic sanding prediction model for unconsolidated sandstone reservoirs with complicated production conditions [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(6): 81-86.
  - [12] 孙峰, 葛洪魁, 薛世峰, 等. 生产压差对疏松砂岩储层出砂影响规律研究[J]. 中国海上油气, 2009, 21(1): 39-42.  
SUN Feng, GE Hongkui, XUE Shifeng, et al. A research into drawdown pressure impacts on sand production from unconsolidated sand reservoirs [J]. China Offshore Oil and Gas, 2009, 21(1): 39-42.

编辑 陈晓微

**第一作者简介:** 鹿晓涵, 女, 1996 年出生, 工程师, 学士学位, 2018 年毕业于西南石油大学资源勘查工程专业, 现从事试井解释油藏研究工作。电话: 0317-2551573, Email: luxiaohan@cnpc.com.cn; 通信地址: 河北省廊坊市广阳区万庄石油基地油气井测试公司, 邮政编码: 065007。