

基于“采侵平衡”的不同隔层型碳酸盐岩气藏治水控水对策

张明迪

中国石化西南油气分公司勘探开发研究院, 四川 成都 610041

摘要:碳酸盐岩气藏水侵规律认识难度大,产水井科学管理困难,隔层的发育对水侵的影响难以评估。针对元坝长兴组气藏构造低部位有水区,通过渗透率差异和产水动态将产水井划分为无隔层型、半渗透隔层型和半封闭隔层型。综合利用水驱气藏物质平衡和数值模拟方法,开展了典型产水井在弹性气驱、水体补能和气水同产3个阶段的差异化配产方案模拟,结合实验、动态分析和数值模拟结果提出了水侵治理对策。结果表明:无隔层型气井在弹性气驱阶段需要关注水锥速度和配产的关系;半渗透隔层型气井需要寻找水锥能突破隔层的临界配产;半封闭隔层型气井需要寻找水锥能绕流通过隔层的临界配产。3类不同隔层型气井在气水同产阶段寻找“采侵平衡”点均有利于采出程度的提高。研究成果对不同隔层型碳酸盐岩气藏治水控水具有重要意义,可为同类气藏勘探开发提供理论参考和技术借鉴。

关键词:碳酸盐岩;底水气藏;隔层;净水侵量;治水对策

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2025.01.014

Water control strategies for carbonate gas reservoirs with different interlayer distributions based on the “production-intrusion balance”

ZHANG Mingdi

Exploration and Production Research Institute, Sinopec Southwest Oil and Gas Company, Chengdu, Sichuan, 610041, China

Abstract: Understanding the water intrusion patterns in carbonate reservoirs poses significant challenges, complicating the scientific management of water-producing gas wells, and assessing the impact of interlayer development on water intrusion is difficult. Focusing on the Changxing Formation gas reservoir lower structural aquifer in Yuanba, this study classifies water-producing wells into three types: non-interlayer type, semi-permeable interlayer type, and semi-sealed interlayer type, based on permeability differences and water production dynamics. By integrating material balance for water-driven gas reservoirs and numerical simulation methods, differential allocation schemes for typical water-producing wells were simulated across three stages: elastic gas drive, water body replenishment, and simultaneous gas-water production. Combining experimental, dynamic analysis, and numerical simulation results, strategies for water intrusion control are proposed. Results indicate that for non-interlayer type gas wells, attention should be paid to the relationship between water cone velocity and production allocation during the elastic gas drive stage. Semi-permeable interlayer type gas wells need to identify the critical allocation for water cone breakthrough. Semi-sealed

收稿日期:2024-05-08

基金项目:中国石油—西南石油大学创新联合体项目“多重介质跨尺度升级的有水气藏数值模拟技术”(2020CX010403);四川省自然科学基金面上项目“注CO₂作垫层气的枯竭含硫气藏型储气库最优运行机制研究”(2022NSFSC0190)

作者简介:张明迪(1982-),男,辽宁沈阳人,副研究员,硕士,主要从事气藏工程综合研究工作。E-mail:179284653@qq.com

interlayer type gas wells need to determine the critical allocation for water cone bypassing the interlayer. In the simultaneous gas-water production stage, all three types of interlayer gas wells benefit from identifying the “production-intrusion balance” point to enhance recovery efficiency. This study is of significant importance for water control and mitigation in carbonate gas reservoirs with interlayers, providing theoretical references and technical guidance for the exploration and development of gas reservoirs of the same nature.

Keywords: Carbonate rock; Bottom water gas reservoir; Interlayer; Net water intrusion; Water control strategies

0 前言

碳酸盐岩气藏的开发往往伴随着边底水侵入,随着降压开采的进行,水侵不可避免,同时水侵也是影响气藏最终采收率的主要因素^[1-2]。四川盆地碳酸盐岩气藏以“少井高产”的生产模式为主,同时储层隔夹层发育情况复杂^[3-4]。由此带来水体位置不明确、水体能量认识不清、产水风险难以评估等问题,严重制约了治水控水对策的制定和实施^[5-6]。因此,亟需结合地质、动态和模拟等手段,研究隔层型碳酸盐岩气藏水侵规律,确定不同开采阶段的合理配产,助力气藏高效开发。

元坝气田长兴组气藏属于高含硫局部存在边底水、受礁滩体控制的构造—岩性气藏^[7]。气藏自2015年投产以来,出现了钻遇水体的气井不产地层水,而未钻遇水体的气井产地层水的情况^[8]。经地质和动态等多方面论证,认为是隔层的广泛发育所导致^[9]。研究发现,无隔层储层和有隔层储层渗透率分布情况差异巨大,这将直接影响气井的见水时间和最终采收率^[10-11]。其中,根据隔层渗透率差异,有隔层的区域还可以进一步分为半渗透型隔层和半封闭型隔层,前者具有较低渗透率而后者通常被认为是不渗透的。目前考虑隔层分布的水侵研究还较少^[12-13],不考虑隔层会对水体能量的评估带来显著误差^[14-15]。因此,有必要针对半渗透隔层和半封闭隔层开展相关研究,厘清不同隔层的水侵规律。

目前,对于边底水气藏水侵规律的研究方法有水侵动态法^[16]和数值模拟法^[17-19]。水侵动态法对于水驱物质平衡的计算和水体能量的评估更加准确,但依赖于地面生产数据,难以考虑隔层的具体分布情况,在进行生产指标预测时往往存在较大的不确定性^[20-21];数值模拟法可以结合地质认识预设隔层^[22],在历史拟合的基础上具备一定的预测精度,但对于水侵量的计算较为困难,同时无效网格的存在也会影响水体能量的评估^[23]。因此,需要结合水侵动态法和数值模拟法的优势^[24-25],在数值模型的地质背景下,提出考虑隔层的水体能量计算方法^[26],为差异化配产技术奠定理论基础。

本文以元坝气田长兴组气藏不同隔层典型产水井为研究背景,结合水侵动态法和数值模拟法提出了净水

侵量的计算方法,通过数值模拟开展了差异化动态配产研究,确定了典型产水井在弹性气驱、水体补能和气水同产3个阶段的合理配产,为该类型气藏控水治水和提高采收率提供了技术支撑。

1 不同隔层型气井水侵动态

1.1 气藏地质特征

元坝气田发育4条礁带及1个礁滩叠合区,气藏构造低部位区域普遍含底水,储层埋深6 500~7 100 m,温度约145~160℃;压力约66~72 MPa,硫化氢含量约2.00%~13.37%,平均5.32%^[27]。生物礁多期叠置,不同期次礁体之间均发育不同程度的不渗透隔层、低渗透隔层,纵横向展布连续性差,单礁体礁盖面积0.12~3.62 km²,平均0.99 km²,优质储层厚约20~40 m,物性差、孔隙度平均4.6%、渗透率平均0.34 mD,非均质性强、渗透率变异系数0.5~361.8,平均48.6^[28]。气藏于2014年底正式投产,2016年底全面达产,受隔层普遍发育、储层非均质性强、发育底水等特征的影响,气藏水侵特征复杂^[29]。

1.2 气藏产水特征

截至2023年12月,元坝气田长兴组气藏共有产水井13口(其中2口井早期关井,本文仅讨论历史生产时间较长的11口产水井),井数变化见图1。东区普遍含水,不同气井之间储层物性、水侵模式、水体能量、避水高度、水侵速度存在较大差异。其中,钻遇水体的区块中只有一部分气井见水,而未钻遇水体的区块出现产地层水的情况。

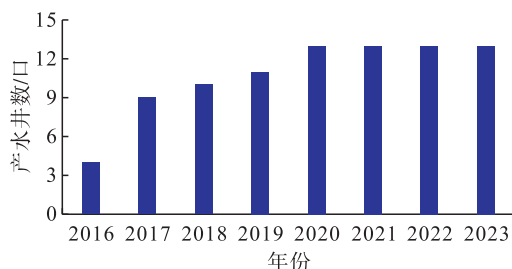


图1 元坝气田长兴组气藏产水井井数变化柱状图

Fig. 1 Bar chart of changes in the number of production wells in the Yuanba Changxing Formation gas reservoir

1.3 水气比与采出程度关系

元坝气田长兴组气藏无隔层产水井均为高产水井,整体采出程度低,水气比上升速度快。有隔层产水井有 4 口中产水井和 3 口低产水井。元坝气田长兴组气藏水气比与采出程度关系见图 2,从图 2 可以看出,水气比和目前采出程度之间有一定的相关性。水气比上升速度越快,整体采出程度越低;水气比上升速度越慢,采出程度相对较高。目前气藏产水井的采出程度大部分在 10% 左右,该部分气井的水气比普遍 $> 10 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$;部分产水井的采出程度相对较高,在 30% 左右,该类气井的水气比大部分 $< 5 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 。

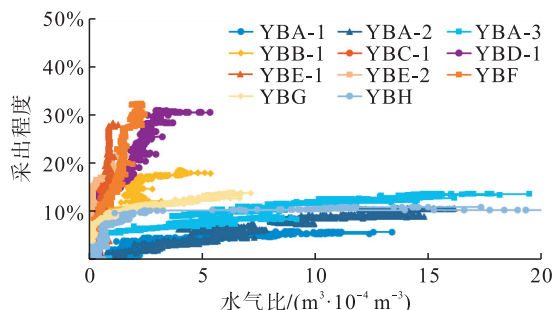


图 2 元坝气田长兴组气藏水气比与采出程度关系图版
Fig. 2 Diagram of the relationship between water gas ratio and recovery degree in Yuanba Changxing Formation gas reservoir

1.4 见水时间与采出程度关系

根据无水产气期的长短将产水井初步划分为无隔层型和有隔层型两类。

其中无隔层型产水井有 2 口,分别为 YBA-1 井和 YBA-2 井,其见水时间早(均在开井一个月以内),采出程度较低。此 2 口井地质上导眼井钻遇厚层底水,且取心样品显示高角度裂缝发育,为气井开井见水提供了条件。

有隔层型气井有 9 口,受隔层发育影响,有 100 ~ 1 200 d 的无水产气期,目前采出程度普遍高于无隔层型气井采出程度。该类气井的无水采气期差异较大,由隔层类型、隔层渗透率、隔层厚度、隔层位置等影响因素共

同决定。1) 隔层类型。有隔层型气井储层的隔层从渗透性上分为半渗透隔层和半封闭隔层。前者具备一定的渗透性,水驱前缘可以缓慢通过;后者通常被认为是不渗透的,水驱前缘不能穿过该类隔层。2) 隔层渗透率。半渗透隔层的渗透率也有一定差异,从无隔层储层的几分之一到十几分之一不等,主要对水侵速度有一定的影响。3) 隔层厚度。隔层厚度越大,见水时间越迟。4) 隔层位置。实际储层的隔层分布复杂,其中也可能夹杂一部分不渗透层;隔层之间可能有渗透率较高的通道,对水侵方向有一定影响。

元坝气田长兴组气藏产水井见水时间和采出程度关系见图 3。

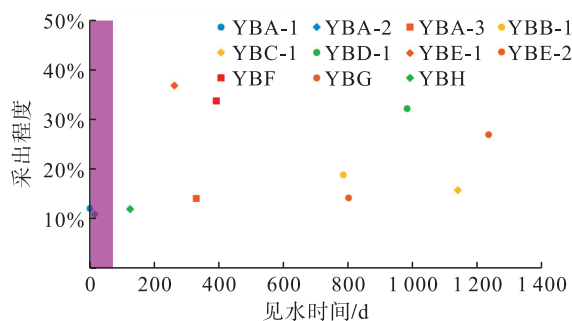


图 3 元坝气田长兴组气藏见水时间与采出程度关系图版
Fig. 3 Diagram of the relationship between water breakthrough time and recovery degree in the Yuanba Changxing Formation gas reservoir

2 理论基础

2.1 不同隔层型底水气藏净水侵量

一般情况下,气藏的水侵都随时间的推移呈现出愈发严重的趋势^[30-31];然而,隔层的存在有望改变此现象^[32]。半渗透隔层型储层中的净水侵量变化情况。低配产下生产压差小,隔层中水侵困难,但井底附近渗透率高,因此水侵量可能小于产水量^[33]。隔层型底水气藏净水侵量变化见图 4,低配产下井底附近的地层水易被带出,净水侵量可能 < 0 。高配产下生产压差大,隔层中水能量大,水侵量 $> 产水量$ 。此时气井采出的地层水少

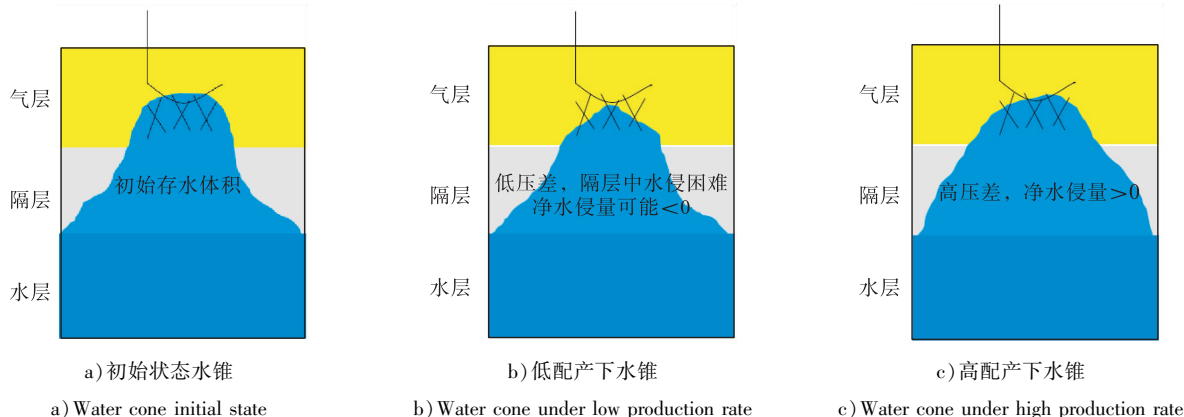


图 4 隔层型底水气藏净水侵量变化示意图

Fig. 4 Schematic diagram of the change in net water intrusion in the interlayer type bottom water gas reservoir

于隔层中侵入的地层水,净水侵量 >0 。综上所述,净水侵量和配产密切相关。对于存在不同隔层的储层,可能存在净水侵量 $=0$ 的“采侵平衡”点。

2.2 “采侵平衡”点的求取

“采侵平衡”点需要满足水侵量等于产水量。水驱

气藏物质平衡及净水侵量评价图版见图 5,气藏中水侵量的计算见式(1)^[34-35]。产水量往往基于现场生产数据来预测,但现场数据存在滞后性。通过数值模拟手段对产水量进行预测是有效的评估手段,对治水对策的制定有重要的参考价值。

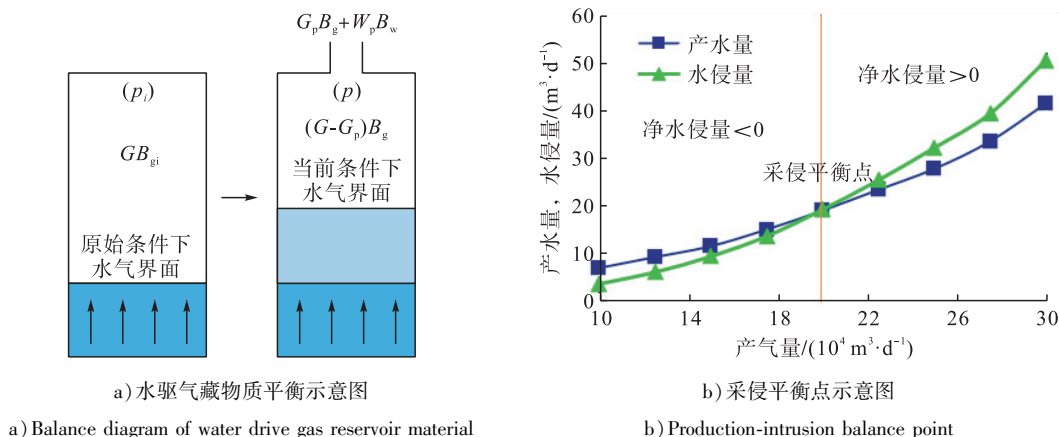


图 5 水驱气藏物质平衡及净水侵量评价图版(YBF 井)

Fig. 5 Material balance and net water intrusion evaluation chart for water driven gas reservoirs (Yuanba F well)

注: p_i 为原始地层压力, MPa; G 为原始地质储量, 10^8 m^3 ; B_{gi} 为原始条件下地层水体积系数; p 为当前地层压力, MPa; G_p 为当前累积采出气量, 10^8 m^3 ; B_w 为地层水的体积系数; B_g 为当前地层压力条件下气体体积系数; W_p 为累积采出水量, 10^8 m^3 。

水驱气藏物质平衡方程见式(1)^[36]。

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} \left[\frac{G - G_p}{G - (W_e - W_p B_w) / B_{gi}} \right] \quad (1)$$

式中: Z 为当地层压力为 p 时的气体偏差因子; Z_i 为当地层压力为 p_i 时的气体偏差因子; W_e 为累积水侵量, 10^8 m^3 。

根据式(1)推导出累积水侵量的计算公式, 见式(2)^[37]。

$$W_e = W_p B_w + GB_{gi} - \frac{p_i Z}{p Z_i} B_{gi} (G - G_p) \quad (2)$$

由式(2)可以看出, 累积水侵量是产水量和净水侵量的和。由此净水侵量计算见式(3)。

$$W'_e = GB_{gi} - \frac{p_i Z}{p Z_i} B_{gi} (G - G_p) \quad (3)$$

式中: W'_e 为净水侵量, 10^8 m^3 。

将式(3)化简可得式(4)。

$$W'_e = G_p - G \left(\frac{p_i Z}{p Z_i} - 1 \right) B_{gi} \quad (4)$$

由式(4)可知, 净水侵量和配产、地层压力的变化有关。在数值模型中, 由于渗透率的各相异性, 水侵量的计算可能存在较大的不确定性, 本文采用水驱气藏物质平衡方程对水侵量进行计算(其中预测的地层压力、产水量、剩余储量等参数通过数值模拟法提供)。由于气井产水存在弹性气驱、水体补能和气水同产 3 个阶段, 地层压力难以通过动态法进行预测。因此, 本文采用数值

模拟法对地层压力和日产水量进行计算和预测。对于水驱前缘突破隔层的时间, 通过试井数据中地层压力的异常变化对数值模型进行拟合校正; 对于气井的见水时间, 基于实际见水时间开展历史拟合校正。

2.3 不同隔层型岩心实验验证

选取目标区块具有代表性的全直径岩心, 开展孔渗测试, 根据元坝气田长兴组气藏不同隔层分布模式, 设计半渗透隔层和半封闭隔层全直径岩心物理模型。基于物理模型, 开展不同气水分布模式高温高压水侵实验, 研究不同隔层分布对水侵特征的影响。

本文实验分别采用无隔层、半封闭隔层、半渗透隔层全直径岩心(厚度均为 h_1), 实验用不同隔层型岩心基础物性见表 1。实验与模型预测见水时间验证见图 6。开展高温高压水侵物理模拟实验, 研究不同隔层分布类型对见水时间的影响。

表 1 实验用不同隔层型岩心基础物性表

Tab. 1 Basic physical properties of rock cores with different interlayer types used in experiments

隔层类型	孔隙度	渗透率/ mD	低渗带 渗透率/ mD	产能/ ($\text{mL} \cdot \text{h}^{-1}$)
无隔层	0.12%	19.69	—	900
半渗透	0.11%	12.75	0.02	630
半封闭	0.06%	0.54	0.12	540

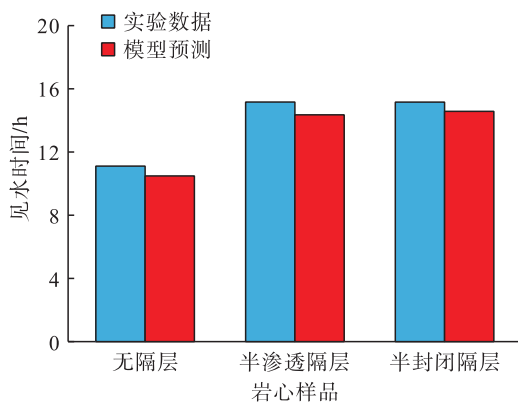


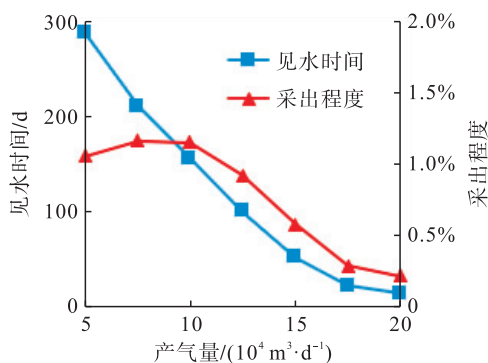
图 6 实验与模型预测见水时间验证图

Fig. 6 Validation of water breakthrough time between experiment and model prediction

3 种不同隔层型岩心实验见水时间和模拟计算结果基本一致,证明本文提出的理论方法具有一定可靠性。

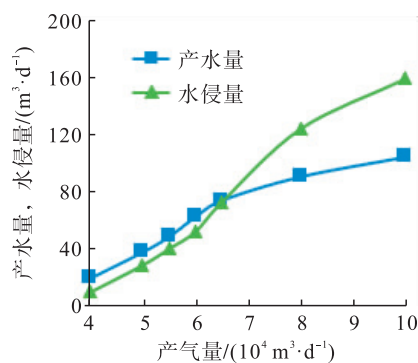
3 气井差异化动态配产技术

碳酸盐岩气藏的开采速度和水侵危害往往同时存



a) 气井的见水时间和采出程度关系

a) Relationship between water breakthrough time and recovery degree of gas wells



b) 产水量、水侵量和产气量的关系

b) Relationship among water production, water intrusion, and gas production

图 7 YBA-2 井合理配产确定图版

Fig. 7 Determination of reasonable production allocation for well A-2 in Yuanba

气井的见水时间和采出程度呈负相关关系,产气量越高,见水时间越早,见图 7-a)。对于该阶段的采出程度,较早的见水时间也意味着较少的生产时间。当产气量 $< 10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 后,最终采出程度出现拐点。因此,该阶段的合理配产为 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

无隔层型气井在气水同产阶段的危险性远远高于有隔层型气井。较高的产水量可能会降低最终采收率,而低配产可能导致气井难以携液。通过数值模拟计算不同配产下 ($4 \times 10^4 \sim 10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$) 气井的产水量,同时将地层压力、产量数据带入水驱气藏物质平衡公式中,计算得到对应的水侵量,见图 7-b)。产水量和水侵量的交点即为“采侵平衡”点,此时的配产即为最优配产

在,含水区气井合理配产的确定具有挑战性^[38]。本节以元坝气田长兴组气藏无隔层、半渗透隔层、半封闭隔层典型气井为研究对象,研究不同生产阶段差异化动态配产和最优配产的确定方法。

3.1 无隔层型气井

无隔层型气井的无水采气期极短,导致其弹性气驱阶段难以通过水侵动态法来评估。本节以 YBA-2 井为例,针对其水体补能阶段和气水同产阶段开展差异化动态配产研究。

在气藏开发过程中,井口见水是相对滞后的生产指标。在此之前,对地层水水驱前缘位置的预判和评估是气井治水控水的重点工作。水体补能阶段即气井在见水前,地层压力受到水侵影响而异常升高的阶段,此阶段可以被试井解释的相关指标监测。在水体补能阶段,预测气井的见水时间是最为重要的工作之一。本研究基于数值模型,对 YBA-2 井设置 7 个对照组,分别模拟产气量在 $5 \times 10^4 \sim 20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的见水时间和采出程度。

YBA-2 井合理配产确定图版见图 7。

($6.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)。需要注意的是,随着生产的进行,由于数值模拟模型的误差和不确定性,该图版需要在历史拟合的基础上进行动态调整,因此最优配产可能是逐渐变化的。

3.2 半渗透隔层型气井

半渗透隔层型气井由于半渗透隔层的存在,弹性气驱阶段可采用被动态法和数值模拟法监测。一方面,在水侵前缘突破隔层前,井底的地层压力受到水侵的影响很小,压降法图版中呈现出近似线性关系;另一方面,数值模拟可直观模拟生产过程中水侵前缘是否突破隔层。在此阶段中,基于试井解释数据对数值模拟模型进行拟合校正,可以提高模型对突破隔层时间

的计算精度。针对元坝 G 井开展不同产气量下的模拟研究, YBG 井合理配产确定图版见图 8。分析得出弹性气驱阶段采出程度最高的配产为 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 见图 8-a)。当水驱前缘突破半渗透隔层后, 水体补能阶段见水时间和日产气量的关系见图 8-b)。由图 8-b) 可知

见水时间和采出程度呈负相关关系, 选取的最优配产为 $17.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。该井见水后, 产水量、水侵量和产气量的关系见图 8-c)。由图 8-c) 可知净水侵量为 0 的点(即两曲线的交点)为该阶段最优配产($12.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)。

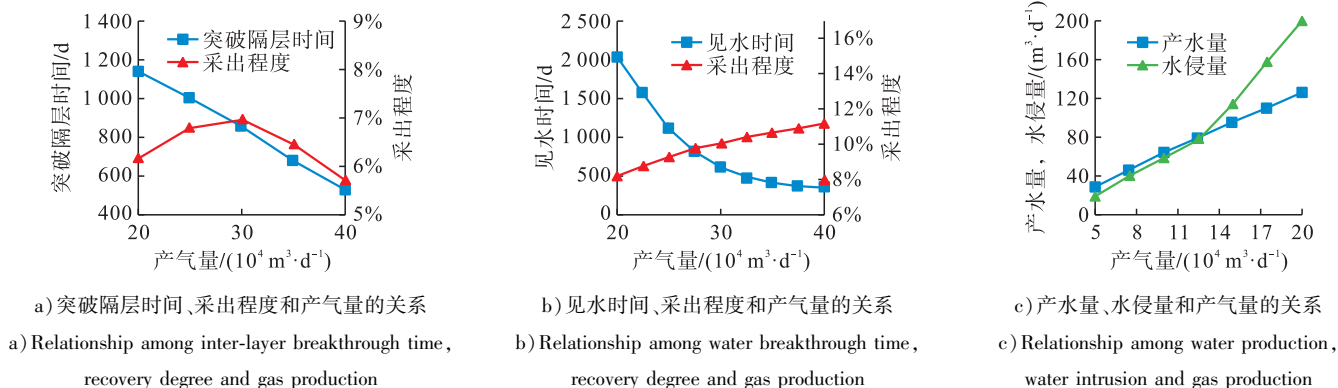


图 8 YBG 井合理配产确定图版

Fig. 8 Determination of reasonable production allocation for Well G in Yuanba

3.3 半封闭隔层型气井

YBI 井合理配产确定图版见图 9。半封闭隔层型气井在弹性气驱阶段和半渗透隔层型气井类似, 模拟计算 YBI 井在 $20 \times 10^4 \sim 50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 配产下的采出程度确定弹性气驱阶段的最优配产为 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 见图 9-a)。对于半封闭隔层型气井, 当水侵前缘绕流通过隔层后, 隔层对水侵的影响减小。在水体补能阶段, 半封闭隔层型气井的采出程度和产气量关系图版

更接近于无隔层型, 见图 9-b)。此时采出程度最高的最优配产为 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。模拟预测 YBI 井见水后, 净水侵量为 0 的最优配产为 $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。最优配产下半封闭隔层型储层的水侵量显著低于无隔层型和半渗透隔层型, 仅 $6.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 可能是因为绕流通过半封闭型隔层需要消耗更大的水体能量。同时绕流后的水量较小, 封闭气面积更小, 更易形成“采侵平衡”状态。

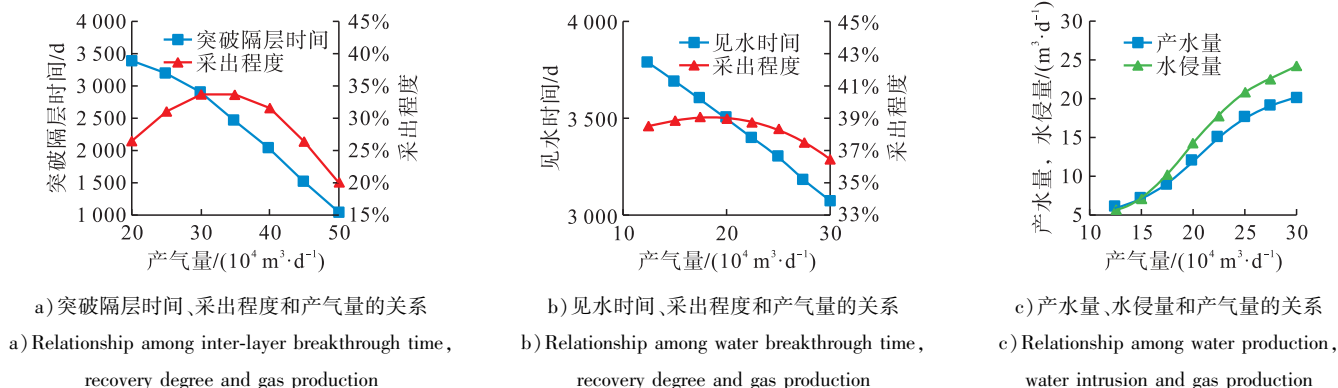


图 9 YBI 井合理配产确定图版

Fig. 9 Determination of reasonable production allocation for Well I in Yuanba

4 气井治水对策及应用效果

4.1 气井治水对策

无隔层型产水井水侵速度快, 其弹性气驱阶段极短, 通过模拟预测水锥速度和配产的关系来确定合理配产。在水体补能阶段应结合见水时间和采出程度寻找

最优配产, 延长无水采气期。气水同产阶段结合生产动态和数值模型, 基于差异化动态配产技术确定“采侵平衡”点, 动态调整生产措施。对于不同气井生产特征, 针对实际情况来选择排水采气、动态配产、采侵平衡、注气压锥等可行方案, 见图 10。

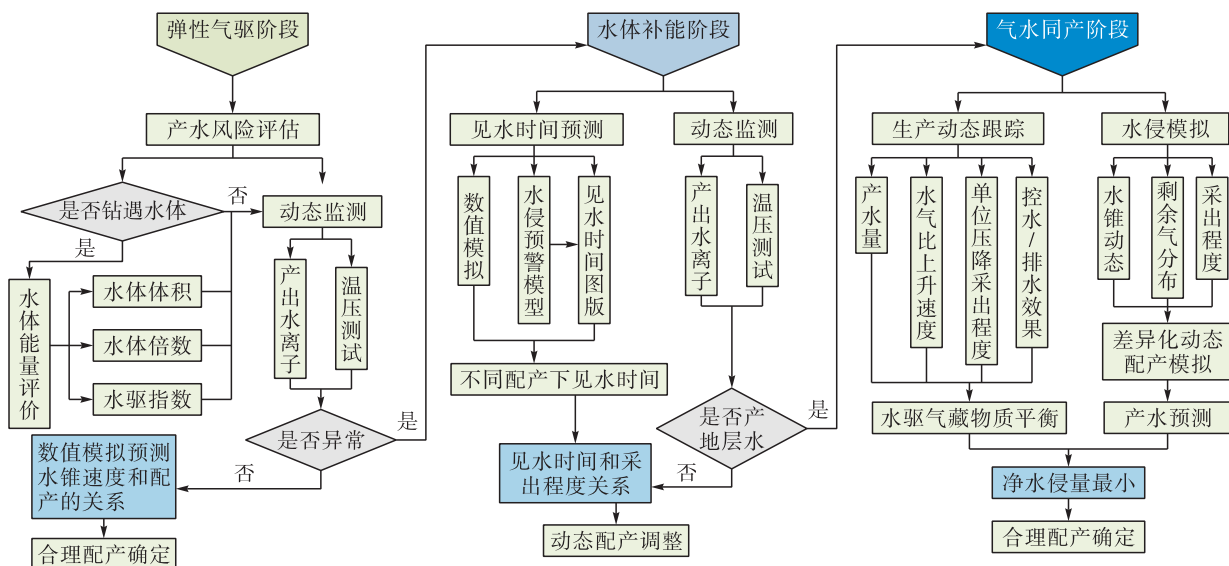


图 10 无隔层型气井治水对策图

Fig. 10 Water control measures for gas wells without inter-layer

半渗透隔层型产水井由于隔层遮挡,有较长的无水采气期。在弹性气驱阶段寻找能突破隔层的临界配产,半渗透隔层型气井治水对策见图 11。水体补能阶段结合见水时间和采出程度确定合理配产。在气水同产阶段,基于现场产水动态和数值模拟方法,寻找“采侵平衡”点,延长稳产时间(水体补能阶段、气水同产阶段治水对策和无隔层型一致)。

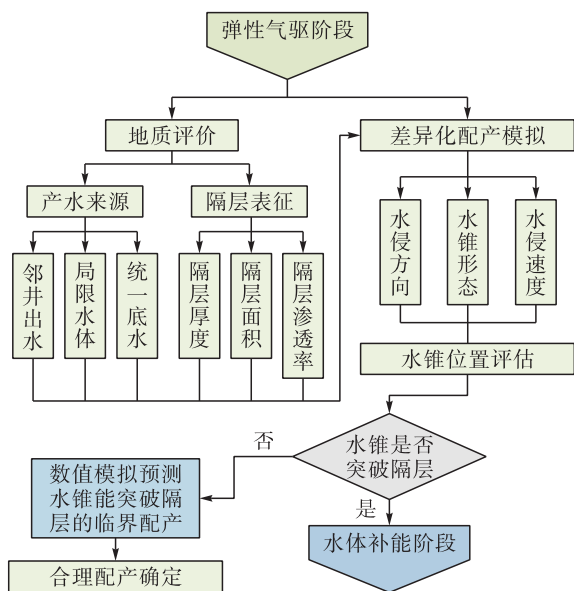


图 11 半渗透隔层型气井治水对策图

Fig. 11 Water control measures for semi-permeable inter-layer type gas wells

半封闭隔层型产水井由于隔层遮挡,水侵量更小,水侵前缘沿隔板绕流,见水时间迟。在弹性气驱阶段寻找能绕流突破隔层的临界配产,半封闭隔层型气井治水对策见图 12。水体补能阶段综合考虑见水时间和采出

程度确定合理配产。气水同产阶段基于数值模拟方法预测产水量和水气比上升趋势,确定“采侵平衡”点,提高最终采出程度(水体补能阶段、气水同产阶段治水对策和无隔层型一致)。

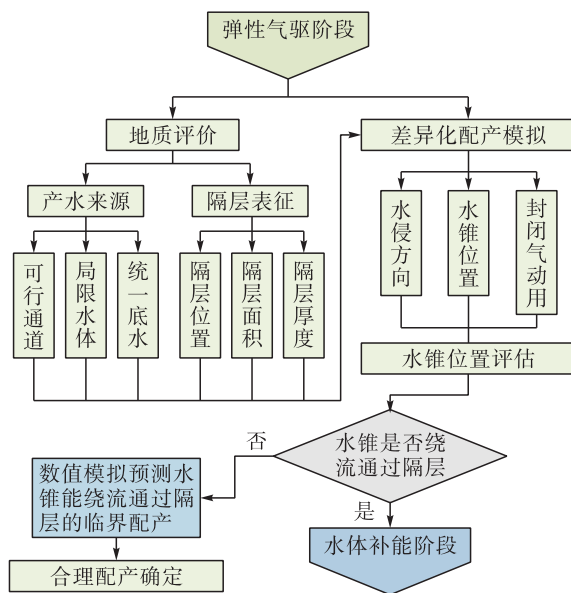


图 12 半封闭隔层型气井治水对策图

Fig. 12 Water control measures for semi-enclosed inter-layer type gas wells

4.2 应用效果

应用形成的高含硫生物礁底水气藏防控水技术,保障了气藏稳定生产。技术应用前后单位产气量水侵量变化见图 13。由图 13 可见,气藏 9 口产水风险气井,考虑临界产量,严控压差,确保底水均衡抬升,目前生产稳定,水气比 $0.23 \text{ m}^3 / 10^4 \text{ m}^3$,无产水迹象,水侵井无水采气期延长 6 ~ 30 个月,稳产期延长 24 ~ 42 个

月;产水气井持续保持“压降、产量、产水”三稳定生产,含水区 21 口井,严控生产压差(0.5~6 MPa),水气比 $1.5\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$,产水风险井无水采气延长 6~30 个月,产水井单位产气水侵量降低 6.1%^[39]。

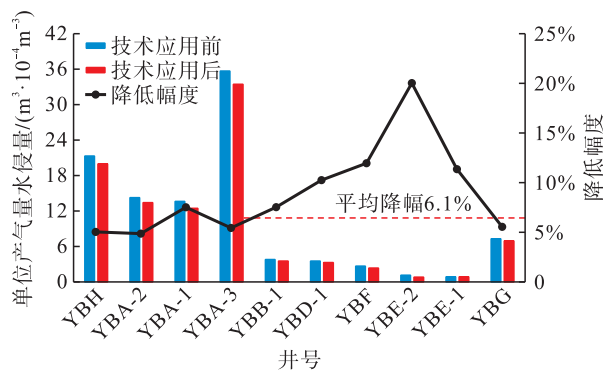


图 13 技术应用前后单位产气量水侵量变化图

Fig. 13 Changes in unit gas production and water intrusion before and after technological application

5 结论

1) 结合水侵动态和地质认识将元坝气田长兴组气藏产水井划分为无隔层型、半渗透隔层型和半封闭隔层型 3 类。无隔层型产水井的无水采气期极短(开井见水或无水产气期在 30 d 以内);半渗透隔层型和半封闭隔层型产水井存在 100~1 200 d 的无水产气期。

2) 提出了基于水侵动态法和数值模拟法的净水侵量计算方法:通过水侵动态法计算水侵量,数值模拟法计算地层压力、产气量和产水量,并在此基础上建立了寻找“采侵平衡”点的方法。基于不同隔层型气井岩心完成了见水时间的验证,证明了模型的可靠性。

3) 针对 3 类不同隔层型典型气井,建立了数值模拟模型,并通过试井解释和生产动态对数值模型进行拟合校正。在历史拟合的基础上开展了差异化动态配产研究,计算了不同隔层型产水井在弹性气驱、水体补能和气水同产 3 个阶段的最优配产。

4) 形成了考虑不同隔层分布的气藏治水对策,针对不同产水阶段分别制定了确定合理配产的临界指标。半渗透隔层型气井关注能突破隔层的临界配产;半渗透隔层型气井寻找能绕流通过隔层的临界配产;不同隔层型气井在气水同产阶段都需要积极寻找“采侵平衡”点,为气藏治水控水提供理论支撑。

参考文献:

[1] 袁 淋,陈 曦,姜林希,等. 礁滩相气藏气井早期水侵识别方法优选及应用[J]. 中外能源,2020,25(7):36-43.

YUAN Lin, CHEN Xi, JIANG Linxi, et al. Optimization and

application of identification method of early water influx in gas wells of reef-flat facies gas reservoir [J]. Sino-Global Energy, 2020, 25 (7): 36-43.

[2] ZHANG Tao, MA Guowen, YE Haifeng, et al. Re-activation of fractured gas reservoir with active bottom water at the late-stage development: A success story from Weiyuan gas field [C]// SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 10-12 October, 2023, Jakarta, Indonesia. New York: SPE, 2023.

[3] LIU Shugen, LI Zeqi, DENG Bin, et al. Occurrence morphology of bitumen in Dengying Formation deep and ultra-deep carbonate reservoirs of the Sichuan Basin and its indicating significance to oil and gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry B, 2022, 9 (1): 73-83.

[4] JIA Chengzao, ZOU Caineng, YANG Zhi, et al. Significant progress of continental petroleum geological theory in basins of Central and Western China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45 (4): 573-588.

[5] 刘爱华,韩玉坤,梁红娇,等. 普光气田气井水侵特征识别及出水模式探讨[J]. 特种油气藏,2015,22(3):125-127.

LIU Aihua, HAN Yukun, LIANG Hongjiao, et al. Water invasion identification and water production mode in gas well in Puguang Gas Field [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22 (3): 125-127.

[6] LI Dexiang, XIN Gongming, REN Shaoren. Dynamic behaviors and mechanisms of air-foam flooding at high pressure and reservoir temperature via microfluidic experiments [J]. ACS Omega, 2022, 7 (41): 36503-36509.

[7] ATOBATELE O, OMUVWIE U. Study on gas-water two-phase flow characteristics in different types of reservoirs of Yuanba gas field [J]. Petroleum Geology & Recovery Efficiency, 2022, 29 (4): 122-127.

[8] 武恒志,李忠平,柯光明. 元坝气田长兴组生物礁气藏特征及开发对策[J]. 天然气工业,2016,36(9):11-19.

WU Hengzhi, LI Zhongping, KE Guangming, et al. Characteristics of the Changxing Fm biohermal gas reservoir in the Yuanba Gasfield, Sichuan Basin and development countermeasures [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36 (9): 11-19.

[9] 段金宝. 普光与元坝礁滩气田天然气成藏特征对比[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2016,38(4):9-18.

DUAN Jinbao. The comparative study of natural gas accumulation characteristics between Puguang and Yuanba Reef-bank Gas Field [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016, 38 (4): 9-18.

[10] GUO Tongluo. Hydrocarbon accumulation conditions and key technologies for exploration and development of Yuanba gas field [J]. Petroleum Research, 2018, 3 (4): 293-305.

[11] CHENG Binjie, XU Tianji, ROBBINS B, et al. Reef

- reservoir identification by wavelet decomposition and reconstruction: A case study from Yuanba Gas Field in China [J]. *Acta Geophysica*, 2015, 63 (4): 1025-1043.
- [12] ZHANG Tao, ZHANG Boning, ZHAO Yulong, et al. Simulation of water flow in a nanochannel with a sudden contraction or expansion [J]. *Langmuir*, 2022, 38 (21): 6720-6730.
- [13] 赵玉龙,周厚杰,李洪玺,等.基于水平集方法的低渗砂岩数字岩心气水两相渗流模拟[J]. *计算物理*, 2021, 38 (5): 585-594.
- ZHAO Yulong, ZHOU Houjie, LI Hongxi, et al. Gas-water two-phase flow simulation of low-permeability sandstone digital rock: Level-set method [J]. *Chinese Journal of Computational Physics*, 2021, 38 (5): 585-594.
- [14] SUN Hedong, LI Shiyin, LIU Zhiliang, et al. EOR technologies for fractured-vuggy carbonate condensate gas reservoirs [J]. *Natural Gas Industry B*, 2023, 10 (4): 352-360.
- [15] ZHAO Yulong, LU Guang, ZHANG Liehui, et al. Numerical simulation of shale gas reservoirs considering discrete fracture network using a coupled multiple transport mechanisms and geomechanics model [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 195: 1-18.
- [16] 詹国卫,王本成,赵勇,等.超深、高含硫底水气藏动态分析技术——以四川盆地元坝气田长兴组生物礁气藏为例[J]. *天然气工业*, 2019, 39(增刊1): 168-173.
- ZHAN Guowei, WANG Bencheng, ZHAO Yong, et al. Dynamic analysis technology for ultra-deep, high-sulfur bottom water gas reservoirs: A case study of the changxing formation reef gas reservoirs in Yuanba Gas Field, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39 (Suppl 1): 168-173.
- [17] 杨丽娟,张明迪,王本成,等.基于数值模拟的生物礁气藏地层水分布研究[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2020, 42(5): 118-126.
- YANG Lijuan, ZHANG Mingdi, WANG Bencheng, et al. Numerical simulation of water distribution of bio-reef gas reservoir [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2020, 42 (5): 118-126.
- [18] ZHANG Tao, LUO Shanggui, ZHOU Hong, et al. Pore-scale modelling of water sorption in nanopore systems of shale [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2023, 273 (27): 104266.
- [19] ZHAO Yulong, ZHOU Houjie, ZHANG Liehui, et al. An improved digital-rock random construction method and flow simulation considering pore and fracture coupling of shale gas reservoirs [J]. *Geoenery Science and Engineering*, 2023, 228: 212037.
- [20] 任绍才. 杏西油田南块边部天然水体能量评价方法研究[J]. *化学工程与装备*, 2017(2): 130-133.
- REN Shaocai. Research on energy evaluation method of natural water body in south block edge of Xingxi Oilfield [J]. *Chemical Engineering & Equipment*, 2017 (2): 130-133.
- [21] 常宝华,李世银,谢恩,等.一种缝洞型油气藏水体能量评价方法[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2016, 31 (1): 53-57.
- CHANG Baohua, LI Shiyin, XIE En, et al. Method for evaluating the energy of water in fractured-vuggy reservoirs [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2016, 31 (1): 53-57.
- [22] 王蓓,刘向君,司马立强,等.磨溪龙王庙组碳酸盐岩储层多尺度离散裂缝建模技术及其应用[J]. *岩性油气藏*, 2019, 31(2): 124-133.
- WANG Bei, LIU Xiangjun, SIMA Liqiang, et al. Multi-scale discrete fracture modeling technology for carbonate reservoir of Longwangmiao Formation in Moxi area and its application [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2019, 31 (2): 124-133.
- [23] 蔡玲哲. 苏里格气田M区块开发方案设计及优选[D]. 大庆: 东北石油大学, 2013.
- CAI Lingzhe. The development program design and optimization for M reservoir in Sulige Gas field [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2013.
- [24] 张烈辉. 油气藏数值模拟基本原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 2014.
- ZHANG Liehui. Basic principles of oil and gas reservoir numerical simulation [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2014.
- [25] ZHANG Ruihan, ZHANG Liehui, LUO Jianxin, et al. Numerical simulation of water flooding in natural fractured reservoirs based on control volume finite element method [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, 146: 1211-1225.
- [26] HU Xiangyang, ZHENG Wenbo, YOU Yuchun, et al. Probability body-constrained geomodeling of reef-shoal reservoir in Changxing Formation, Yuanba area, Sichuan Basin [J]. *Oil and Gas Geology*, 2020, 41 (1): 157-163.
- [27] 任世林,徐守成,杨杰,等.元坝气田超深层生物礁气藏产水类型识别与开发对策[J]. *天然气勘探与开发*, 2020, 43(1): 36-43.
- REN Shilin, XU Shoucheng, YANG Jie, et al. Classification and development countermeasures on water production in extradeep bioreef gas reservoirs, Yuanba gasfield, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2020, 43 (1): 36-43.
- [28] 石兴春,武恒志,刘言. 元坝超深高含硫生物礁气田高效开发技术与实践[M]. 北京: 中国石化出版社, 2018: 711.
- SHI Xingchun, WU Hengzhi, LIU Yan. Efficient development technology and practice of ultra-deep, high-sulfur reef gas field in Yuanba [M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2018: 711.

- [29] GUO Xusheng, HU Dongfeng, LI Yuping, et al. Discovery and theoretical and technical innovations of Yuanba gas field in Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45 (1): 15-28.
- [30] 戚涛. M 气田水体能量评价及开发策略[D]. 成都: 西南石油大学, 2014.
- QI Tao. Evaluation of aquifer energy and development strategies for M gas field [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.
- [31] 袁清芸. 气藏水体能量评价改进方法[J]. 天然气技术, 2010, 4(6): 40-41.
- YUAN Qingyun. A method to improve an evaluation of waterbody energy in gas reservoir [J]. Natural Gas Technology, 2010, 4 (6): 40-41.
- [32] 尹正武. 四川盆地元坝气田超深层礁滩气藏储层气水识别技术[J]. 天然气工业, 2014, 34(5): 6671.
- YIN Zhengwu. Gas-water identification technologies for ultra deep reef reservoirs in the Yuanba Gas Field, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34 (5): 6671.
- [33] 丁良成. 气藏有限封闭水体能量的评价方法[J]. 新疆石油地质, 2006(5): 591-592.
- DING Liangcheng. Evaluation of gas pool with closed and restricted water energy [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2006 (5): 591-592.
- [34] 王刚, 缪飞飞, 杨东东, 等. 天然能量水体评价方法及实例应用[J]. 石油化工应用, 2018, 37(8): 45-48.
- WANG Gang, MIAO Feifei, YANG Dongdong, et al. Evaluation method and application of naturel energy water volumetric [J]. Petrochemical Industry Application, 2018, 37 (8): 45-48.
- [35] 李生. 杏西油田南块边部天然水体能量评价方法研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2006(6): 67-68.
- LI Sheng. Research on energy evaluation method of natural water body in south block edge of Xingxi Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2006 (6): 67-68.
- [36] 郭金城, 王怒涛, 吴明, 等. 物质平衡与非稳态产能方程结合计算气井动态储量[J]. 天然气勘探与开发, 2010, 33(4): 29-31.
- GUO Jincheng, WANG Nutao, WU Ming, et al. Combining material balance with transient productivity equation to calculate gas-well dynamic reserves, natural gas exploration and development [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2010, 33 (4): 29-31.
- [37] 杜凌云, 王怒涛, 陈晖, 等. 计算水驱气藏水侵量及动态地质储量的集成方法[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(12): 1803-1808.
- DU Lingyun, WANG Nutao, CHEN Hui, et al. Integrated method for calculating water influx and dynamic geological reserves in water-drive gas reservoirs [J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29 (12): 1803-1808.
- [38] 李泓涟. 多层疏松砂岩边水气藏水侵动态研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2014.
- LI Honglian. The water invasion dynamic research on gas reservoir of multi-layer loose sand and edge water [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2014.
- [39] HUANG Shilin, ZHAO Yulong, ZHANG Mingdi, et al. Water invasion into multi-layer and multi-pressure carbonate reservoir: A pore-scale simulation [J]. Journal of Energy Resources Technology, 2023, 145 (8): 083501.

(上接第 92 页)

- WANG Haige, ZHOU Bo. Progress and prospect of tight sandstone gas well drilling and completion technologies [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42 (1): 159-169.
- [17] 孙龙德, 邹才能, 贾爱林, 等. 中国致密油气发展特征与方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1015-1026.
- SUN Longde, ZOU Caineng, JIA Ailin, et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46 (6): 1015-1026.
- [18] 位云生, 贾爱林, 何东博, 等. 中国页岩气与致密气开发特征与开发技术异同[J]. 天然气工业, 2017, 37(11): 43-52.
- WEI Yunsheng, JIA Ailin, HE Dongbo, et al. Comparative analysis of development characteristics and technologies between shale gas and tight gas in China [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37 (11): 43-52.
- [19] 李国欣, 雷征东, 董伟宏, 等. 中国石油非常规油气开发进展、挑战与展望[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 1-11.
- LI Guoxin, LEI Zhengdong, DONG Weihong, et al. Progress, challenges and prospects of unconventional oil and gas development of CNPC [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27 (1): 1-11.
- [20] 胡素云, 朱如凯, 吴松涛, 等. 中国陆相致密油效益勘探开发[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 737-748.
- HU Suyun, ZHU Rukai, WU Songtao, et al. Profitable exploration and development of continental tight oil in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45 (4): 737-748.