

# 鄂尔多斯盆地苏里格气田西区高产水井的 半定量气水识别

赵霞<sup>1</sup>, 周怀来<sup>1,2</sup>, 赵亮<sup>3</sup>, 余沛林<sup>1</sup>

(1. 成都理工大学地球物理学院, 成都 610059;

2. “油气藏地质及开发工程”国家重点实验室, 成都 610059;

3. 中国石油长庆油田分公司第三采气厂, 鄂尔多斯 017300)

**摘要:** 随着苏里格西区开发程度的提高, 气井相继出现不同程度的产水, 产水井分为试气生产均产水和生产后期产水两种类型, 气井后期产水会额外消耗地层能量, 导致气井压力及产量快速下降, 直接影响单井产量。现今的测井气水识别方法难以对生产后期产水井进行识别, 因此开展对气、水层进行定量—半定量识别, 明确气井在生命周期内的出水特征, 来指导气井的动态管理, 是一个具有理论和实践价值的科学问题。笔者在详细调研苏里格西区气藏的岩性、物性和成藏特征的基础上, 以苏 48 区盒 8 段的低孔、低渗气藏储层为例, 首先对研究区储层建立孔隙度、渗透率、含水饱和度、束缚水饱和度以及不可动水饱和度计算模型; 然后统计分析气层测井响应的基础上建立定性和半定量的气水识别模板; 最后通过对研究区两种类型产水井进行验证分析, 显示该半定量模板能够对两种类型的产水井进行较为准确地识别, 能够为新井后期开发方案和气井动态管理提供指导。

**关键词:** 苏里格西区; 气水识别; 双饱和度; 气水比

**中图分类号:** TE37

**文献标志码:** A

**DOI:** 10.3969/j.issn.1001-1749.2025.01.07

## 0 引言

苏里格气田构造隶属于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡中北部, 区域构造为一宽缓的西倾斜坡, 地层十分平缓, 平均坡降为 3 m/km~5 m/km; 在单斜背景上发育着多排近北东向的低缓鼻隆, 鼻隆幅度一般 10 m~20 m 左右, 宽度 3 km~6 km。主要产气层为二叠系盒 8 段~山 1 段, 为非均质强的河流~三角洲相砂岩致密储层, 气藏具有低压、低孔、低渗、低丰度的特征<sup>[1-4]</sup>。

苏里格致密砂岩气藏具有物性差异大、气水分布不均、高电阻率和低电阻率气体以及气水同层并

存、岩电关系复杂等特征, 这使得气水层测井响应特征复杂多变, 导致气水识别困难。为提高研究区气水识别的精度, 研究者们先后利用了交会图法<sup>[5-7]</sup>、重叠图法<sup>[8-10]</sup>、核磁差谱和移谱<sup>[11]</sup>、阵列声波<sup>[12]</sup>、敏感曲线构建新参数<sup>[13-14]</sup>以及机器学习<sup>[15-16]</sup>等方法进行研究。其中 POM 方法有效识别了苏里格地区低阻气层<sup>[17]</sup>; 密度中子包络区间法和孔隙度重叠法, 打破了低阻气层的限制, 可有效识别正常气层<sup>[9]</sup>; BP 神经网络<sup>[18]</sup>弥补了交会图只能定性识别储层的缺陷, 气水识别率达到 93.02%; Fisher<sup>[19]</sup>判别利用孔隙度、含气饱和度及敏感参数建立气水解释模型, 综合解释符合率为 84.55%, 气层解释符合率为 95.08%。这些气水识别的成果对开发初期气

收稿日期: 2023-02-28

基金项目: 四川省自然科学基金(2022NSFSC1150)

第一作者: 赵霞(1997—), 女, 硕士, 主要研究方向为油气地球物理勘探, E-mail: 2418398860@qq.com。

层产水能够较好地预测,但无法对生产后期产液情况进行较好的预测。以气田稳产上产的主要接替区块苏 48 区块为例,近年来气井产液增多、采气量降低,面临效益开发难度大的问题,且现有的气水识别方法对高产水井特别是初期不产水后期产水井的适应性不足,因此对研究区内开展系统性的气井产水判识研究,具有较大的实际应用价值。

笔者尝试在厘清储层气藏的基本特征后,以苏 48 井区常规测井生产资料、物性分析测试资料为基础,建立了储层岩性识别模型和孔隙度、渗透率、含水饱和度、束缚水饱和度以及不可动水饱和度计算模型。在对气层以及气、水层的测井响应特征进行总结后,结合气井的生产特征,建立了定性和半定量气水识别图版;并围绕高产水井开展气水识别工作;最后通过对研究区试气生产均产水型和生产后期产水型两种产水井进行验证分析,显示该半定量气水识别模板能够对两种类型的产水井进行较为准确地识别,能够为苏 48 区块乃至整个苏里格气田西区新井后期开发和气井动态管理提供指导。

## 1 苏里格气藏基本特征

### 1.1 储层岩性与测井识别

苏 48 区块盒 8 段储层岩性主要以辫状河道的沉积的细砾砂岩、中砂岩和粗砂岩为主,部分细砂岩,储层非均质性较强<sup>[20-21]</sup>;从储层岩石碎屑组分上看,主要为岩屑砂岩、岩屑石英砂岩、石英砂岩。块状粗粒石英砂岩沉积于高能的水动力环境沉积,其刚性好填隙物少,抗压实强,利于原生孔隙的保存及次生溶蚀孔隙的发育,是最佳的储集层;从物性的宏观统计发现,随着石英含量的相对上升,储层孔渗特性呈现出增高的趋势(图 1)。统计发现,盒 8 上段石英平均含量 71.0%,总含量在 58.5%~71.0%之间;岩屑平均含量 12.9%,总含量在 6.0%~32.0%之间;盒 8 下段石英平均含量 76.5%,总含量在 59.0%~81.0%之间;岩屑平均含量 11.4%,总含量在 2.0%~22.0%之间<sup>[22]</sup>。

从测井解释上实现对研究区储层研究进行识别,可以从 GR、RT、AC、CNL、Pe(光电截面指数)等测井序列差异性来对岩性进行表征。一般而言,由于石英砂岩沉积于高能环境,泥质含量较低,使得其 GR 值明显低于岩屑砂岩和泥质砂岩;石英砂岩的原始孔隙和次生孔隙均相对较高,其三孔隙度曲线相对岩屑石英砂岩和石英砂岩更高;当岩石含碳

酸盐等胶结物时,Pe 值也会增大;石英砂岩的强度相对最高,使得井径曲线在石英砂岩时表现正常或稍微减小,而泥砂岩及岩屑砂岩则表现出扩径现象。这些特征均能够指导建立基于测井资料的岩性识别图版,通过对多种参数进行交会分析后发现,基于 Pe-GR 的图版能够较好地对石英砂岩、岩屑石英砂岩和岩屑砂岩进行区分(图 2),其岩性识别参数范围如表 1 所示。

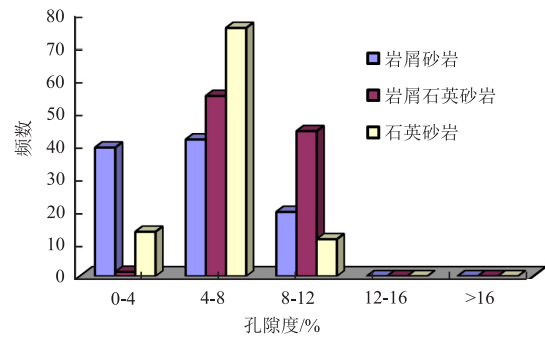


图 1 苏 48 区块不同岩石类型的孔隙度分布图统计

Fig. 1 Statistics of porosity distribution of different rock types in Su-48 block

表 1 苏 48 区块岩性识别参数表

Tab. 1 Table of lithological identification parameters of Su-48 block

岩性识别参数	石英砂岩	岩屑石英砂岩	岩屑砂岩
GR/(API)	<45	40~70	>60
Pe/(b/e)	1.8~2.1	2.2~2.6	>2.4
N	>55	50~60	<55
P	40~60	60~75	>75

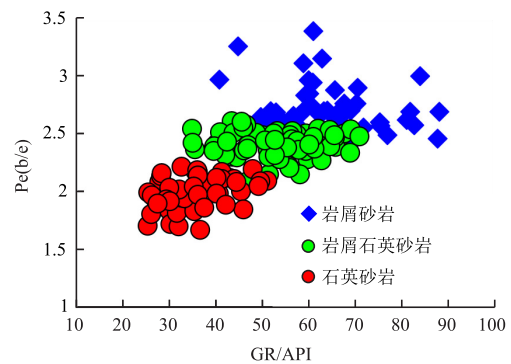


图 2 苏 48 区块储层岩性识别 GR-Pe 交会图

Fig. 2 GR-Pe rendezvous map for reservoir lithology identification in Su-48 block

岩石骨架参数(M、N、P)能够对岩石骨架特性进行一定程度的表征,  $M=(TF-AC)/(DEN-DF) \times 0.3$ ,  $N=(100-CNLI)/(DEN-DF) \times 0.3$ ,  $P=(UF-Pe \times DEN)/(100-CNLI) \times 1000$ 。上述参数的物理意义分别为 TF: 岩石骨架中流体声波时差, 取  $620 \mu s/m$ ; DF: 岩石骨架中流体的密度, 取  $1 g/cm^3$ ; UF, 流体体积光电吸收截面, 取  $0.36 b/cm^3$  [12]。骨架参数的交会分析是进行岩性识别另一种较好的方式, 对三个参数分别进行交会分析后, 认为 N-P 交会分析的效果最好(图 3), 三个岩性的取值范围如表 1 所示。

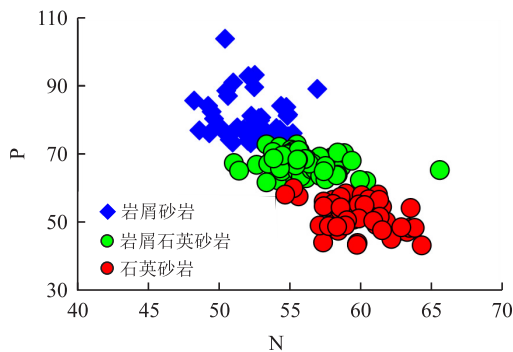


图 3 苏 48 区块储层岩性识别 N-P 骨架参数交会  
Fig. 3 N-P skeleton parameter rendezvous diagram for reservoir lithology identification in Su-48 block

## 1.2 储层孔隙及物性特征

苏 48 区块盒 8 段储集空间复杂, 由于储层岩性中石英含量较高, 因此次生孔隙较为发育, 储层物性受到影响, 盒 8 段储层孔隙类型主要为粒间孔、晶间孔、岩屑溶孔, 其中后两者占较大比例, 此外也含少量杂基溶孔、粒间溶蚀孔、晶间微孔和微裂隙。粒间孔的形成受成岩作用或沉积作用影响, 碎屑颗粒来源于被溶蚀的原生粒间孔周围的矿物、泥质杂基和粒间充填胶结物等; 晶间孔则是受到重结晶作用而形成, 高岭石晶间孔相对发育; 岩屑在成岩过程中内部发生溶解产生的孔隙则是岩屑溶孔, 该孔隙类型可对孔隙有所改善。

根据压汞资料、铸体薄片和扫描电镜观察结果分析, 发现苏 48 区块盒 8 段砂岩储层孔隙类型以复合型为主, 包括岩屑溶孔—粒间孔、岩屑溶孔—晶间孔—粒间孔、晶间孔—岩屑溶孔等; 孔喉连通性较差, 类型以中、小孔—细喉组合为主, 微孔—微喉型组合次之, 少部份小、细孔—微喉型组合与中、小孔—细喉组合。

孔隙类型及结构反映了储层的储集性和渗透性, 而孔隙度和渗透率的大小则表征了储层的物性特征, 通过统计分析苏 48 区块盒 8 段 316 块岩样物性数据(表 2), 岩样孔隙度范围分布在  $1.0\% \sim 13.524\%$  渗透率范围分布在  $0.014 \times 10^{-3} \mu m^2 \sim 2.287 \times 10^{-3} \mu m^2$ , 表现出低孔、低渗特征。

表 2 苏 48 区块盒 8 岩心分析物性结果统计表

Tab. 2 Statistics of physical properties of box 8 core analysis in Su-48 block

区块	层位	样品数 (块)	孔隙度/%		渗透率/( $\times 10^{-3} \mu m^2$ )	
			分布范围	算术均值	分布范围	几何均值
苏 48	盒 8 下 1	243	1.0~11.6	7.08	0.014~2.287	0.254
	盒 8 下 2	73	2.9~13.524	7.28	0.014 4~1.158	0.199
	总计	316	1.0~13.524	7.12	0.014~2.493	0.240

## 1.3 气藏成藏特征

早二叠纪至三叠世末, 受海西末印支运动的影响, 盆地进入稳定的沉降阶段, 埋深逐渐增大, 带来的强压实作用和伴随的胶结作用使得苏里格地区上古生界砂岩普遍致密化; 随着埋深的增减, 烃源岩逐渐成熟, 达到了生油高峰, 发生过两次较大规模的以石油为主的油气充注。早白垩世末至今, 受燕山运动晚期和喜马拉雅期构造运动的影响, 盆地处于持续稳定抬升阶段, 上古生界叠地层在早白垩世末—晚白垩世处于埋深最大的阶段, 古地温高, 有机质演

化位于高成熟阶段, 大规模生气, 气藏的第三次油气充注以天然气为主。苏里格上古生界气藏先致密后充注、边致密边充注的成藏特征, 决定了仅靠天然气的浮力难以大规模成藏, 成藏压力主要来自于烃源岩生气产生的膨胀压力 [23]。这使得气藏成藏压力与烃源岩的生烃规模成正相关, 成藏压力克服致密气藏的毛管压力成藏, 气藏的充注规模与成藏压力成正相关和储层吼道的毛管压力有关 [24-27]。

统计分析苏 48 区 37 口井求产前地层压力和温度资料, 地层压力范围分布在  $4.92 MPa \sim 36.13 MPa$ ,

中温范围为 109.864 °C ~ 134.688 °C, 温度梯度范围为 2.394 6 °C/100 m ~ 3.57 °C/100 m, 压力梯度范围为 0.001 45 MPa/m ~ 0.955 1 MPa/m; 气藏温度及压力均在正常范围内, 且气层大多处于相近的压力和温度条件, 说明研究区成藏背景相似, 局部稍有差异, 在进行气水识别时需重点对储层的差异进行分析。

## 2 储层参数模型

在对研究区的储层岩性、物性和成藏特征进行调研后, 明确了物性参数对气藏的决定性作用, 即储层的毛管压力与气藏充注压力共同决定了气藏的含气性。因此, 从测井分析实现对储层孔隙度、渗透率、含水饱和度、束缚水饱和度和不可动水饱和度进行定量计算, 有助于我们对储层的含气特征进行定量和定性的判别。

### 2.1 孔隙度和渗透率模型

岩心进行归位处理后, 将三孔隙度 (AC、CNL、DEN) 曲线与岩心气测孔隙度进行回归分析, 发现声波时差对储层孔隙度的反映最灵敏, 而密度、中子与气测孔隙度之间关系相对较差, 因此, 实际工作中常使用声波数据来计算储层孔隙度<sup>[28]</sup>。

渗透率模型主要受孔隙度、储层岩性、孔隙类型、胶结物类型、颗粒大小、泥质含量、裂缝发育程度等因素控制<sup>[28]</sup>。研究区为孔隙型储层, 裂缝发育规模小, 不考虑裂缝对渗透率的影响<sup>[29]</sup>, 对研究区 28 口井中 1160 个样品的岩心实验孔隙度和渗透率值进行回归分析, 发现研究区孔隙度与渗透率呈幂指数关系, 回归模型的误差相对较小。

考虑到研究区储层孔隙主要以粒间溶孔和原生残余孔隙为主<sup>[15]</sup>, 泥质成分对砂岩储层的孔隙度和渗透率影响相对较大, 在本次研究中, 泥质含量较正项, 以进一步提高模型的计算精度, 最终建立了研究区孔隙度 (式 1) 和渗透率 (式 2) 测井计算模型。

$$\varphi = 0.1927 \times AC - 10.99 \times Vsh - 33.3708, \\ R^2 = 0.7965 \quad (1)$$

$$\lg K = 0.1315 \varphi - 0.4727 \times Vsh - 1.5070, \\ R^2 = 0.7260 \quad (2)$$

式中,  $\varphi$  为孔隙度; AC 为砂岩声波时差测井响应值; Vsh 为砂岩的泥质含量; K 为渗透率。

### 2.2 含水饱和度模型

低孔低渗、非均质性较强、岩性和孔隙结构均比较特殊的致密砂岩气藏的含气饱和度的确定难度较

大, 含气饱和度直接评估可以采用密闭取芯, 所获得含气饱和度的值最为准确, 但大规模应用难度较大; 但是在实际应用中, 由于资料的限制, 最常用的还是基于 Archie 公式来估算含水饱和度 ( $S_w$ ), 后换算成含气饱和度, 苏里格气藏为孔隙型砂岩储层且储层测井质量可靠, 该方法在苏里格气田的研究中较为常用<sup>[30-33]</sup>。

阿尔奇公式 ( $F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{a}{\varphi^m}, I = \frac{R_t}{R_o} = \frac{ab}{S_w^n}$ ), 实现将储层物性、含气性和电性的连接起来, 将两方程联立便可求解出含水饱和度计算模型。

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{abR_w}{\varphi^m R_t}} \quad (3)$$

$S_w$ —含水饱和度;  $\varphi$ —储层有效孔隙度;  $R_w$ —地层水电阻率;  $R_t$ —深感应电阻率;  $m, a$ —岩石胶结指数、岩性系数;  $n, b$ —饱和度指数、系数。

由地层因素方程和电阻率指数方程可知, 地层因素对数 ( $\lg F$ ) 与孔隙度对数 ( $\lg \varphi$ )、电阻率指数对数 ( $\lg I$ ) 与孔隙度对数 ( $\lg S_w$ ) 均成线性关系, 通过回归分析便可以确定储层的岩电参数, 基于苏里格地区 52 块岩样岩电实验资料获得了研究区的岩电参数:  $a = 3.0, m = 1.38, b = 1.36, n = 2.17$ 。

地层水电阻率与地层水中各种离子含量有关, 苏里格地区地层水矿化度资料较为齐全, 可以使用等效 NaCl 法<sup>[34]</sup> 计算地层水电阻率, 通过统计研究区 40 口井矿化度数据计算出了盒 8 段储层的地层水电阻率  $R_w$  为 0.047  $\Omega \cdot m$  ~ 0.070  $\Omega \cdot m$ , 平均 0.06  $\Omega \cdot m$ 。

### 2.3 束缚水饱和度和完全不可动水饱和度

束缚水为存在于储层岩石表面、孔缝角隅以及微毛细管孔道中不可流动的地层水<sup>[35]</sup>, 是气藏气相渗流和气水两相渗流的临界参数, 是评价气藏含水性的主要参数之一<sup>[35-37]</sup>。束缚水主要存在于两种状态: 因驱动压力难以克服毛细管力而滞留在微小孔隙中的毛细管束缚水; 因亲水岩石表面分子作用力而滞留在大孔隙壁上的薄膜束缚水。两种赋存状态的束缚水均与储层的孔隙结构、驱替压差和地层水性质有关, 在同一气藏内驱替压差 (气藏充注压力) 和地层水性质大致相同, 束缚水饱和度主要与孔隙结构有关。因此, 笔者利用密闭取芯资料所得的束缚水饱和度与孔隙度进行回归分析, 以建立研究区束缚水饱和度计算模型 (式 4)。

$$S_{wi} = 1.0757 \varphi^{-0.507}, R^2 = 0.8195 \quad (4)$$

式中,  $S_{wi}$  为束缚水饱和度;  $\varphi$  为孔隙度。

在气藏开发过程中常出现开发压差大于气藏充

注压差的情况,这使得在成藏压力条件下不能被够驱动的束缚水,在开发时能够开始流动,我们将最大开发压差条件对应的含水饱和度称为完全不可动水饱和度( $S_{wb}$ )。与束缚水饱和度的计算相类似,完全不可动水饱和度可以实验数据与孔隙度来的相关分析建立计算模型。在本次研究中以研究区平均试气压差作最大开发压差,通过高压压汞的进汞曲线换算为毛管压力曲线,读取样品在最大开发压差对应的含水饱和度作为完全不可动水饱和度,基于苏 48 区 290 块样品的完全不可动水饱和度与孔隙度回归分析(图 4),建立了  $S_{wb}$  的计算模型(式 5)。

$$S_{wb} = 1.4028 \varphi^{-1.002}, R^2 = 0.578 \quad (5)$$

式中,  $S_{wb}$  为不可动水饱和度;  $\varphi$  为孔隙度。

### 3 气水识别

#### 3.1 气层的测井响应特征

由苏里格气田“先致密后成藏”的特征可知,气藏的成藏动力主要为烃源压力。天然气充注前,储层为水饱和,对于孔渗性极差的砂层,其含水量相对低,天然气成藏时气体难以克服毛管压力充注成藏,开发时产水量也极低,表现为干层特征。孔渗性相对较好的储层未被天然气充注时,射孔开发则表现出水层的特征,根据烃源压力与毛管压力的相对关系,储层被天然气不同程度的充注,气藏则表现出气水同层、气层。气水同层指气层含水饱和度大于束缚水饱和度,开发时其为气水两相渗流;气层指含水饱和度略大于束缚水饱和度,开发时主要为气相渗流<sup>[38]</sup>。储层储集能力相对较差的气层则为差气层或含气层。

由天然气与地层水的物理化学性质不同,储层含气后一般具有以下测井响应特征:深侧向电阻高于浅侧向电阻率、高声波时差、低密度测井值、低中子孔隙度值、DT 参数为正等;根据这些测井响应的差异,可以对气层进行定性的判识;在实际应用中,通常结合多个常规测井曲线、构建特征参数进行叠合分析,来共同进行气水识别。将孔隙度分别与含水饱和度、束缚水饱和度和完全不可动水饱和度相乘,便可获得气层的天然气孔隙度、自由水孔隙度、束缚水孔隙度和不可动水孔隙度,将这些曲线应用在单井气层测井响应分析过程中有助于气水层的判别;气层的含水孔隙度和束缚水孔隙度大小近似,地层产水越多,自由水孔隙度与束缚水孔隙度的差值越大,天然气孔隙度值越小(图 5)。在对苏 48 区块 522 口的盒 8 段储层进行了定性的气水判识后,总结出了苏 48 区各类气层和水层的测井响应特征(表 3),用以指导后续的气水半定量识别工作。

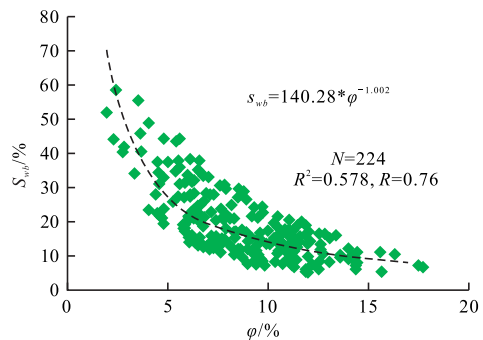


图 4 苏 48 区块基于高压压汞资料建立的完全不可动水饱和度模型

Fig. 4 Fully immovable water saturation model based on high-pressure piezometric data in Su-48 block

表 3 苏 48 区各测井方法响应特征

Tab. 3 Response characteristics of each logging method in Su-48 block

识别参数	气层	含气层	气水同层	水层	干层	
测井响应	自然伽马	明显低值	明显低值	明显低值	低值	低值
	声波时差	明显增大	略有增大趋势	增大	略有增大趋势	平直或略有增大趋势
	中子	较低	较低	较低	略高值	略高值
	密度	低值	低值	低值	中等值	中等值
	DT 参数	DT>0	DT≤0	DT≤0	DT≤0	DT≤0
	深电阻率	高值	中—高值	中—高值	低值	中—高值
曲线组合重叠图	自然电位—声波时差	明显幅差	略有幅差	明显幅差	明显幅度差	略有幅度差
	声波时差—深电阻率	明显幅差	略有幅差	明显幅差	幅差不明显	幅度不明显
构建参数重叠图	自然电位—视电阻率	明显幅差	明显幅差	略有幅差	幅差不明显	幅度不明显
	三孔隙度	$\psi S > \psi N, \psi D > \psi N$	特征不明显	特征不明显	特征不明显	特征不明显

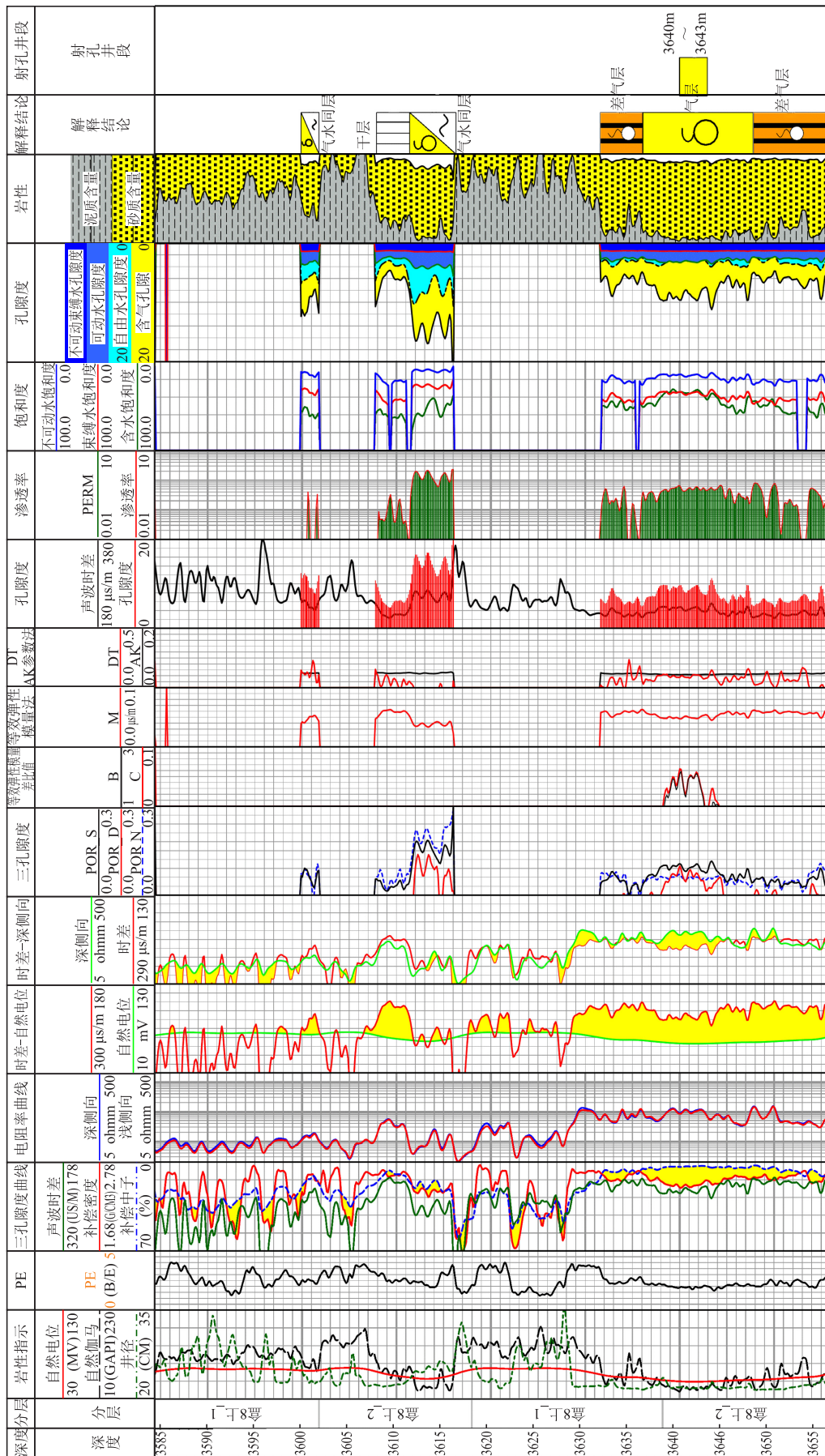


图 5 苏 48 区苏 48—11—72 井盒 8 段气层和含水气层测井响应特征  
 Fig. 5 Response characteristics of the Su 48—11—72 well box 8 gas and water-bearing gas formation logs in Su—48 block

### 3.2 气水识别定性图版

通过对苏 48 井区储层的测井响应和特征参数分析发现,声波时差(AC)、深电阻率、补偿中子测井曲线对含气性响应较为明显,气层的深、浅侧向电阻率差表现相对不明显,因此尝试采用不同含气性储层的声波、密度、中子、电阻率测井参数及其组合的方式构建新参数方法建立交会图版,建立研究区气水识别定性图版。通过苏 48 区 90 口井 175 个试气成果资料,编制盒 8 段 AC-RLLD 交会图、((DEN×CNL)/AC)—AC 交会图等气水识别图版,图版吻合度达到了 90% 以上。分析交会结果发现图中都存在含水层出现在气层优势分布区域的情况(图 6、图 7),这会降低气井的开发效率,需要进一步提高气水识别的概率。

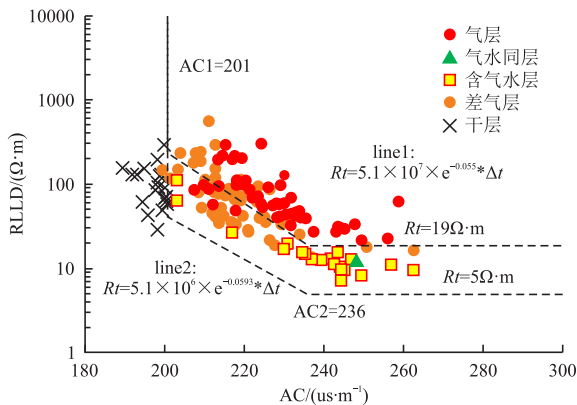


图 6 苏 48 区块盒 8 段声波时差—电阻率交会图  
Fig. 6 Acoustic time difference-resistivity intersection of box 8 section in Su-48 block

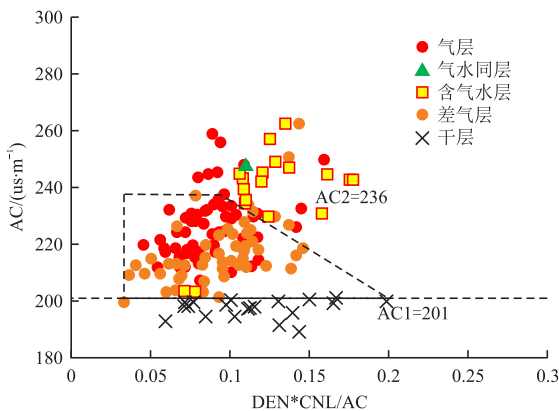


图 7 苏 48 区块盒 8 段密度、中子、声波时差组合参数—声波时差交会图  
Fig. 7 Combined density, neutron and sonic time difference parameters-sonic time difference rendezvous diagram for box 8 of Su-48 block

在应用中发现,存在大量的交会图版定性识别为气层的井在开发初期几乎不产液,但在开发的中后期开始产液,并且产液量呈逐渐上升的趋势,在对其测井曲线进行分析时发现其含气响应良好,综合分析认为该井初期不产液后期产液可能是因为开发中后期随着天然气进一步产出,气层的含水饱和度逐渐提高,气层进入气水两相渗流为主,液相相对渗透率逐渐提高,气层开始产液,因此定量或者半定量地来分析气层中可采出的液体量有助于我们合理地制定后期的开发方案。

### 3.3 半定量气水识别

苏 48 区块盒 8 段储层非均质性强的致密储层,气层产液与储层的含气饱和度和开发压差有关,自由水能够在较低的压差下产出,高压差的条件下,部分可动束缚水也能够产出;定量地分析可产出水饱和度,特别是自由水饱和度对开发方案的制定有较大的帮助,因此可以利用自由水饱和度和水气比交会分析实现对储层产液的半定量地分析,流程图如图 8。

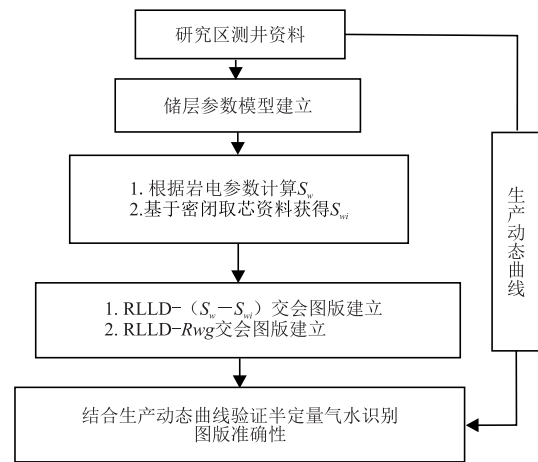


图 8 苏 48 区块盒 8 段半定量气水识别技术流程图  
Fig. 8 Flow chart of semi-quantitative gas-water identification technology in Section 8 of Su-48 block

#### 3.3.1 自由水饱和度—深侧向电阻率交会法

当致密砂岩储层天然气充注较为充分时,气层的束缚水饱和度( $S_{wi}$ )和含水饱和度( $S_w$ )十分接近甚至相同,说明地层几乎不含自由水,在开发过程中几乎不产水,仅在储层较大压差时产出少量的可动束缚水。而当地层含水时,束缚水饱和度( $S_{wi}$ )和含水饱和度( $S_w$ )的差值变大,且差值越大,地层含水量越高<sup>[39]</sup>,气井甚至在开发的初期可能也会开始产液,随着开发程度的增大,产液量也会逐渐增加;故而可以考虑利用含水饱和度和束缚水饱和度差值

( $S_w - S_{wi}$ ), 即自由水饱和度, 对储层产液进行分析, 具有较大的应用价值。

利用建立的饱和度模型准确获得了含水饱和度和束缚水饱和度, 基于此对苏 48 区盒 8 段 90 口井 175 个试气成果资料实际资料建立了自由水饱和度 ( $S_w - S_{wi}$ ) 与深侧向电阻率 (RLLD) 交会图 (图 9), 实现对半定量的气水识别, 用以判断气井在开发初期是否会产液。

自由水饱和度与 RLLD 交会图能够较好地对比产水层进行判识, 且气层、气水层、水层分布区域明显: 气层主要位于交会图的右下部分, 深侧向电阻率大、自由水饱和度低的特征; 产水层位于交会图的右上侧, 自由水饱和度高、电阻率小的特征; 气层、气水同层和水层的判识标准如表 4, 该交会图版对可能将部分差气层判断为水层, 主要是因为差气层孔渗性差, 由孔隙度计算的束缚水饱和度相对较低, 从而导致自由水饱和度出现偏大的现象。

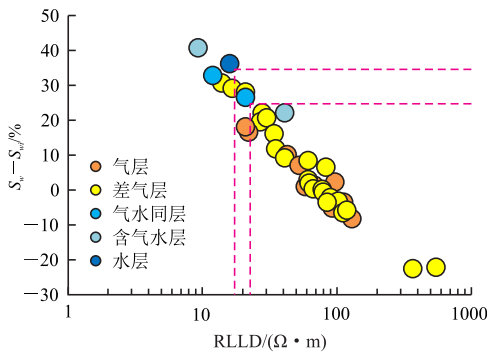


图 9 苏 48 区盒 8 段储层 RLLD 与  $S_w - S_{wi}$  交会图  
Fig. 9 RLLD and  $S_w - S_{wi}$  intersection of reservoir of box 8 section in Su-48 block

表 4 苏 48 区盒 8 段双饱和度法区分流体性质标准  
Tab. 4 Criteria for distinguishing fluid properties by dual saturation method in box 8 section in Su-48 block

气水层类型	$S_w - S_{wi}$	RLLD
气层(差气层)	$\leq 24\%$	$\geq 23 \Omega \cdot m$
气水同层	$24\% < S_w - S_{wi} \leq 34\%$	$18 \Omega \cdot m < RLLD \leq 23 \Omega \cdot m$
水层(含气水层)	$> 34\%$	$< 18 \Omega \cdot m$

### 3.3.2 水气比—深侧向电阻率交会法

苏 48 区块盒 8 段储层流体性质虽然利用常规测井资料和方法可以有效识别, 但是这些方法(交会图法, 气测全烃法等)仍然受到其他因素的影响, 例如地质条件、物性条件、原油性质、泥浆性能、钻井因素、测量设备等, 这些因素造成气水层识别精度不

够、成本较高<sup>[40]</sup>, 为引入测井计算气水比的概念, 将自由水和因高压而流动的部分束缚水作为气层可产出的地层水, 基于测井计算的含气饱和度和储层的温压数据计算标准状况下的水气比, 将水气比与深侧率结合, 进行综合分析。

天然气气体的状态方程为:

$$PV = nZRT \quad (6)$$

其中:  $n$ —气体克分子数 (mol);  $P$ —气体压力 ( $10^5$  Pa);  $V$ —气体体积 (L);  $T$ —气体绝对温度 (OK);  $R$ —通用气体常数;  $z$ —气体压缩因子。

根据地表和气藏环境天然气的不同温压环境, 可以换算出地表条件与气藏环境的天然气体积之比 (式 7), 同时根据含水饱和度和孔隙度等参数可以计算出气藏中的天然气体积和可动水的体积。在自由水在地面的体积与地下的体积近似相等的假设下, 便可以建立气水比的计算方程 (式 8):

$$\frac{V_{gs}}{V_{gf}} = \frac{T_s P_{gf}}{z_f T_f P_{gs}} \quad (7)$$

式中:  $T_s$ —地面温度;  $P_{gf}$ —地层压力;  $Z_f$ —天然气在地层条件下的压缩因子;  $T_f$ —井底温度;  $P_{gs}$ —地面压力。

$$Rwg = \frac{V_{gs}}{V_{fws}} = \frac{1 - S_w}{S_w} \frac{T_s P_{gf}}{z_f T_f P_{gs}} \quad (8)$$

其中:  $V_{fws}$ —自由水在地面的体积。

利用  $Rwg$  与深侧向电阻率 (RLLD) 做交会 (见图 10), 可以看出, 气层的  $Rwg$  较高, 含气水层和水层的  $Rwg$  较低, 气层主要集中在图版的右上部, 水层则集中于左下角, 气水同层位于气层和水层之间, 整体区分效果明显。根据此图版制定出利用  $Rwg$  区分气水层的标准如表 5。

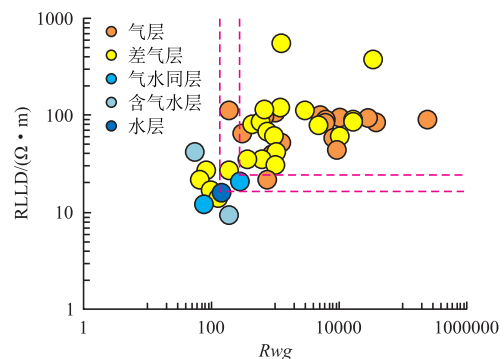


图 10 苏 48 区盒 8 段储层  $Rwg$  与 RLLD 交会图  
Fig. 10  $Rwg$  and RLLD intersection of reservoir of box 8 section in Su-48 block

表 5 苏 48 区盒 8 段气水比参数法区分流体性质标准

Tab. 5 Criteria for distinguishing fluid properties by the gas-water ratio parameter method in box 8 section in

Su-48 block

气水层类型	$R_{wg}$	RLLD
气层(差气层)	$\geq 300$	$\geq 23 \Omega \cdot m$
气水同层	$170 < R_{wg} \leq 300$	$18 \Omega \cdot m < RLLD \leq 23 \Omega \cdot m$
水层(含水气层)	$< 170$	$< 18 \Omega \cdot m$

表 6 苏里格西区产液井类型分析

Tab. 6 Analysis of fluid-producing well types in the Sulige West area

类型	积液程度	产液量/方	液气比/(方/万方)	占比
不产水井	无积液	$< 0.1$	$< 0.1$	29.9%
轻微产水井	$H_{液柱} < 500 \text{ m}$		0.1~1	30.6%
中度产水井	$500 \text{ m} < H_{液柱} < 2000 \text{ m}$	$> 0.1$	1~3	31.3%
严重产水井	$H_{液柱} > 2000 \text{ m}$		$> 3$	8.2%

对苏 48 区试气、生产动态监测和生产数据等资料综合分析发现,苏 48 区块开发初期产液井相对较少,开发后期产液井的比例逐渐增加,产液量相对较低、液气比以  $0.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d} \sim 1.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  为主,高产水井比例相对较低。生产后期产水井在气水识别时往往被判识为气层,在开发初期无法确定气井在生产中是否产液以及何时产液,因此本次研究主要目的之一是通过半定量的方法确定该类井是否具有产液可能。为了检验本次气水识别模板的有效性,以下将对两类产水井进行验证分析。

#### 4.1 生产后期产水型

苏 48-11-72 井在盒 8 段 3 640.0 m~3 643.0 m 进行射孔压裂,试气时无阻流量  $4.070 2 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,储层静压 30.71 Mpa,流压 27.5 Mpa;测试前油套压为 23.8 Mpa,测试稳定后油压 19.9 Mpa、套压 19.9 Mpa,日产气 1.434 6 万方、不产水。该井以节流生产,随着持续开发气层压力降低,动态曲线(图 11)显示生产初期气井日产气量、井口套压、井口油压均随着生产的进行逐渐减小;1 年 3 个月 after 日产气量从生产初期平均 1.5 万方下降到 1 万方左右,该产量一直维持到 2015 年 5 月 18 日;2015 年 11 月由于井底积液导致套压增大之后套压保持稳定,气井的油压和日产气快速下降,日产气维持在 0.1 万方;2018 年 8 月 23 日进行解水锁实验后,气井产量上升至 0.2 万方,之后日产气量快速衰减至到平均 0.1 万方/天;2019 年 8 月 4 日开始柱塞气举排水,日产气逐渐稳

## 4 模型验证

对苏里格西区气产液井类型进行统计分析发现气井类型可分为:不产水井、轻微产水井、中度产水井和严重产水井四类(表 6),因此主要对中度产水井和严重产水井进行气水识别模型验证。结合产液井动态特征可将类型进一步分为:试气及生产均不产水型、试气不产水生产产水(生产后期产水)型、试气生产均产水型<sup>[41-42]</sup>。

定在 0.2 万方/天。从生产特征上看,该井为典型的生产初期不产液中后期产液井,从气井定性识别图版上看,苏 48-11-72 井射孔段对应相邻的三个砂层均落在了产气井区内,无法对该井的产水可能性进行评估;从气层综合柱状图(图 5)上分析,射孔段上部和下部的差气层具有一定的产液可能性;参考自由水饱和度—深侧向电阻率交会进行分析,苏 48-11-72 的两个差气层均落在了不产液区域,但较为靠近过渡区域,而从水气比—深侧向电阻率交会图上看,两个产气层均落在了过渡区域,并且气层也落在了产气区靠近过渡区的位置。从交会图分析结果上看,苏 48-11-72 井产水自由水的可能性较小,产液主要来自于可动束缚水,即可能在高压差开发情况下产液。因此,从利用三种类型交会图和单井柱状图分析,能够对气井产液类型和产液原因进行分析,与实际产生效果耦合性较好。

#### 4.2 试气生产均产水型

苏 48-17-84 井在盒 8 段 3 632.0 m~3 636.0 m、3 646.5 m~3 648.5 m 进行射孔压裂,试气时无阻流量  $21.18 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,测试前油套压为 24 Mpa,关井前油、套压为 16.46 Mpa、17.73 Mpa,为产气产水井。该井开发前期气层压力较为平稳,后期随着持续开发气层压力降低,产气量下降;动态曲线(图 12)显示整个生产过程持续产水,井口套压、井口油压均随着后期生产的进行逐渐减小。气井从 2020 年 8 月 21 日开始生产,由于气井产水,套压保

持稳定,气井日产气量平均 1.5 万方、日产水量平均 0.8 万方,水气比维持在  $0.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d} \sim 1.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,该产量一直维持到 2021 年 3 月,由于套压骤降,产气量上升,产水量稍有下降;2021 年 6 月 4 日随着套压的增大,气井的日产气量逐渐上升,日产水量逐渐下降,日产气维持在 2 万方,日产水维持在 0.5 万方,2021 年 7 月限产关井。从生产特征上看,该井为典型的试气产水均产液井,从气井定性识别图版上看,苏 48-17-84 井射孔段对应的两个砂层一个落在了产气井区内,一个落在气井区—产液区过渡段,这表明该井具有一定的产液可能性;从气层综合柱状图(图 13)上分析,

射孔段含气孔隙度较大,同时自由水孔隙度大,说明地层  $S_w$  和  $S_{wi}$  相对较高,在开发过程中产液可能性大;参考自由水饱和度—深侧向电阻率交会上分析,苏 48-17-84 井的气层和含水气层均落在了不产液区域,含水气层较靠近过渡区域,而从水气比—深侧向电阻率交会图上看,两个产气层均落在了产液区域。从交会图分析结果上看,苏 48-17-84 井产水的可能性大,综合整个生产周期的表现,出水源应来自生产层内的束缚水和围岩中的地层水。因此,从利用三种类型交会图和单井柱状图分析,能够对气井产液类型和产液原因进行分析,与实际产生效果耦合性较好。

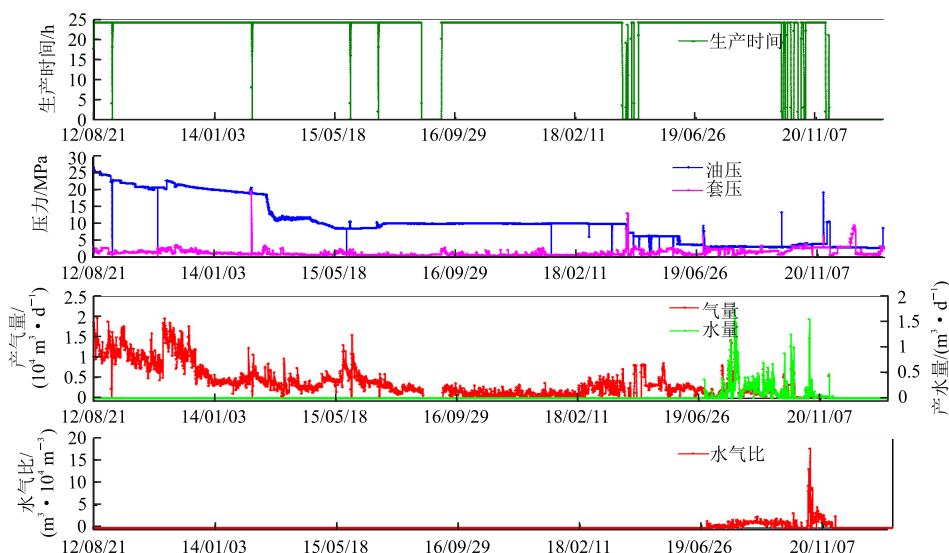


图 11 苏 48 区苏 48-11-72 井生产曲线

Fig. 11 Production curve of Su 48-11-72 well in Su-48 zone

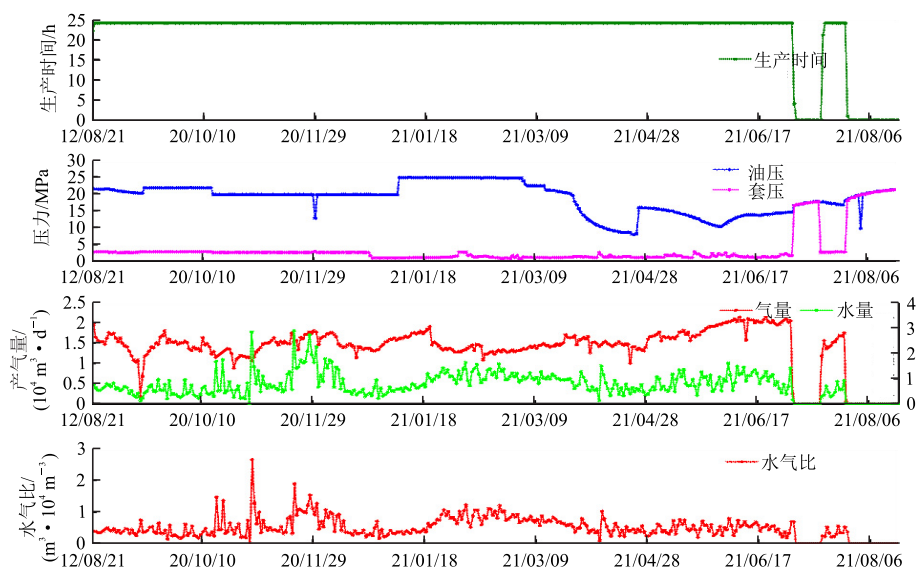


图 12 苏 48 区苏 48-17-84 井生产曲线

Fig. 12 Production curve of Su 48-17-84 well in Su-48 zone

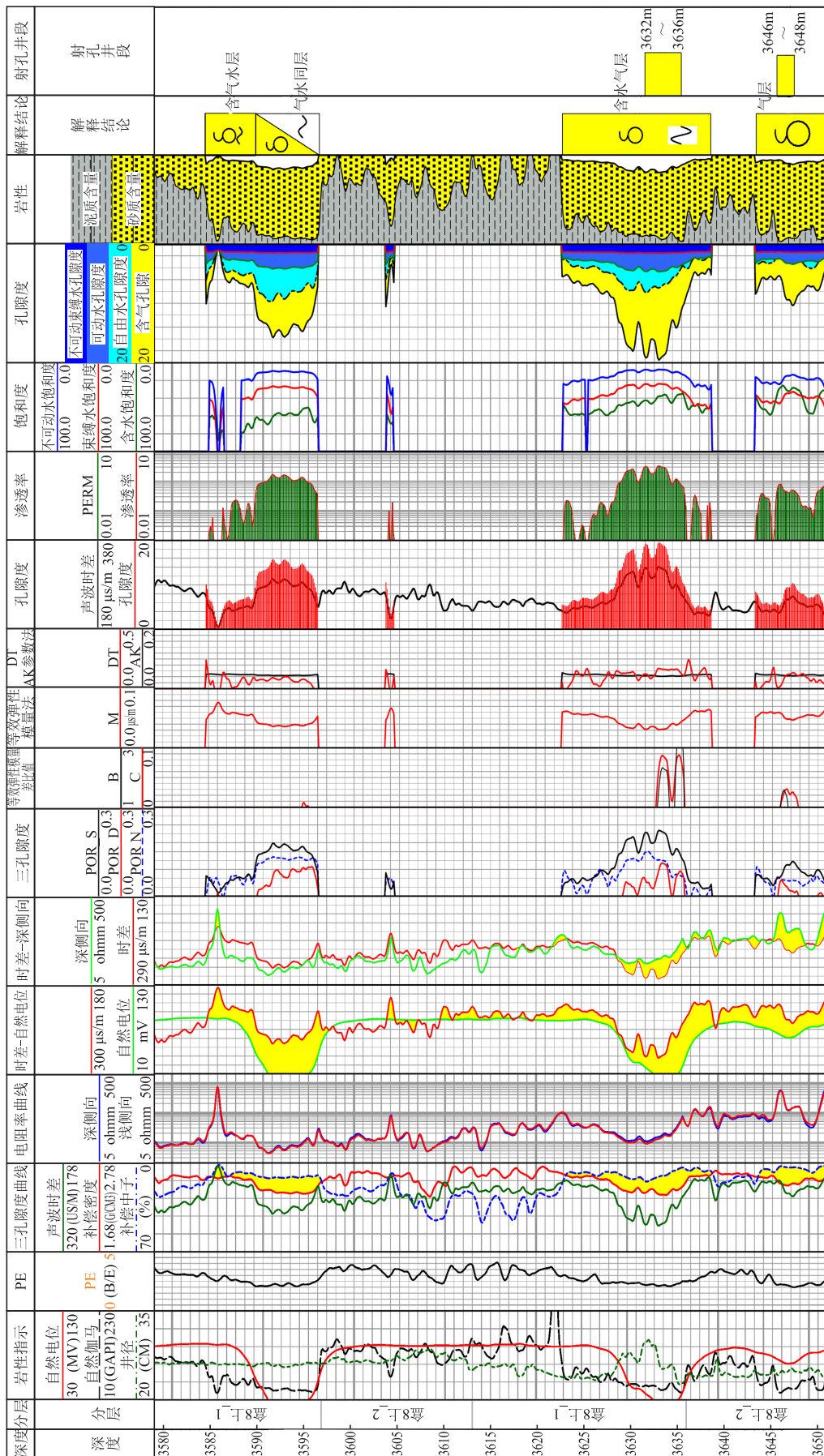


图 13 苏 48 区苏 48—17—84 井盒 8 段测井综合柱状图  
Fig. 13 Integrated histogram of the box 8 section logs of the Su 48—17—84 well in the Su-48 area

## 5 结论

1)笔者在对苏里格气田储层岩性、孔喉特征及物性特征和成藏特征进行分析的基础上,认为研究区为“先致密后成藏”的孔隙型储层,明确了气充程度主要由储层的毛管压力与气藏充注压力的关系决定,而充注规模还与孔隙度有关;在该特征的指导下,基于测井资料建立了孔隙度、渗透率和饱和度计算模型,基于高压压汞资料建立了不同毛管压力所对应的含水饱和度计算模型,通过不同含水饱和度值和物性来进行气层的定性—半定量气水识别。由于建立模型时用到的数据主要依托于研究区岩心样品数据,因此建立的半定量气水识别方法存在一定的地区局限性。

2)建立了基于测井序列、物性的多个气水识别图版,气水识别的吻合度达到了90%以上,该图版对生产初期的产水特征较好的反应,但难以对生产中后期的产水特征进行表征。

3)笔者建立的基于测井计算的饱和度和测井序列的半定模板,对苏里格西区苏48区块盒8段90口井进行了气水层识别分析,结合生产动态资料确定了该模板对生产后期产液预测具有较好的效果;因此基于该模板对苏西的气层进行气水识别分析,有助于对开发方案、动态管理提供指导,以及对研究苏里格西区各目的层气水分布规律的进一步研究。

### 参考文献:

- [1] 代金友,李建霆,王宝刚,等. 苏里格气田西区气水分布规律及其形成机理[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(5): 524—529.  
DAI J Y, LI J T, WANG B G, et al. Distribution regularity and formation mechanism of gas and water in the western area of Sulige gas field, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(5): 524—529. (In Chinese)
- [2] 刘行军,柳晓燕,成军军,等. 苏里格中西部地区石盒子组盒8段测井相分析[J]. 测井技术, 2008, 32(6): 538—541.  
LIU H J, LIU X Y, CHENG J J, et al. Logging facies analysis on Shihezi Formation He8 section in central and western Sulige Area[J]. Well Logging Technology, 2008, 32(6): 538—541. (In Chinese)
- [3] 冀光,贾爱林,孟德伟,等. 大型致密砂岩气田有效开发与提高采收率技术对策:以鄂尔多斯盆地苏里格气田为例[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 602—612.  
JI G, JIA A L, MENG D W, et al. Technical strategies for effective development and gas recovery enhancement of a large tight gas field: A case study of Sulige gas field, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 602—612. (In Chinese)
- [4] 唐俊伟,贾爱林,何东博,等. 苏里格低渗强非均质性气田开发技术对策探讨[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(1): 107—110.  
TANG J W, JIA A L, HE D B, et al. Development technologies for the Sulige gas field with low permeability and strong heterogeneity[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(1): 107—110. (In Chinese)
- [5] 周明顺,左银卿,郝以岭,等. 华北廊固凹陷低电阻油气藏测井解释技术[J]. 中国石油勘探, 2002, 7(2): 51—56.  
ZHOU M S, ZUO Y Q, HAO Y L, et al. Low-resistant logging interpretation technique for oil and gas reservoir of langgu sag in North China[J]. China Petroleum Exploration, 2002, 7(2): 51—56. (In Chinese)
- [6] 朱文卿,高树生,沈杰,等. 致密砂岩气藏气水层识别新方法:以苏76井区为例[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(11): 1629—1638.  
ZHU W Q, GAO S S, SHEN J, et al. A new method for identifying gas-water layer in tight sandstone gas reservoirs: case study of Su76 well area[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(11): 1629—1638. (In Chinese)
- [7] YANG Z, ZHANG X L, LU J H, et al. Genetic analysis and identification of low-resistivity gas reservoirs of southwestern Sulige gas field in China[J]. Energy Science & Engineering, 2022, 10(8): 2580—2592.
- [8] 周凤鸣,马越蛟,王峰轩. 冀东油田低电阻率油层测井解释方法研究[J]. 油田开发技术—冀东油田论文集, 北京:石油工业出版社,1999.  
ZHOU F M, MA Y J, WANG F X. Research on logging interpretation method of low resistivity reservoir in Jidong Oilfield [J]. Oilfield Development Technology I. Proceedings of JiDong Oilfield, Beijing: Petroleum Industry Press, 1999. (In Chinese)
- [9] 刘红岐,彭仕宓,唐洪,等. 苏里格庙气田气层识别方法研究[J]. 西南石油学院学报, 2005, 27(1): 8—11.  
LIU H Q, PENG S M, TANG H, et al. Gas zone identification of suligemiao gas reservoirs[J]. Journal

- of Southwest Petroleum Institute, 2005, 27(1): 8—11. (In Chinese)
- [10] 楚翠金, 夏志林, 杨志强. 延川南区块致密砂岩气测井识别与评价技术[J]. 岩性油气藏, 2017, 29(2): 131—138.
- CHU C J, XIA Z L, YANG Z Q. Logging identification and evaluation of tight sandstone gas in the southern Yanchuan Block[J]. Lithologic Reservoirs, 2017, 29(2): 131—138. (In Chinese)
- [11] 张宫, 冯庆付, 武宏亮, 等. 基于核磁  $T_2$  谱对数均值差异的碳酸盐岩气水识别[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(8): 1243—1249.
- ZHANG G, FENG Q F, WU H L, et al. Gas-water identification of carbonate reservoir based on log mean difference of  $T_2$  spectrum[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(8): 1243—1249. (In Chinese)
- [12] 薛媛. 苏里格西区气水层测井综合识别研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2013.
- XUE Y. Logging comprehensive recognition and research on gas-water layers of western Sulige gas field [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2013. (In Chinese)
- [13] 吴静. 致密气储层测井综合评价方法研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2019.
- WU J. Comprehensive logs evaluation method of tight gas reservoir[D]. Beijing: China University of Geosciences, 2019. (In Chinese)
- [14] 熊晓军, 袁野, 张本健, 等. 苏5区块东部地区高精度气水识别技术[J]. 物探化探计算技术, 2019, 41(4): 503—509.
- XIONG X J, YUAN Y, ZHANG B J, et al. High precision gas-water identification method for the east of block Su—5[J]. Computing techniques for geophysical and geochemical exploration, 2019, 41(4): 503—509. (In Chinese)
- [15] 李亚林, 雷晓, 林万昌, 等. 用神经网络方法识别碳酸盐岩裂缝系统中的气与水[J]. 天然气工业, 2000, 20(1): 32—36.
- LI Y L, LEI X, LIN W C, et al. Gas water recognition in carbonate rock fracture systems by use of neural network[J]. Natural Gas Industry, 2000, 20(1): 32—36. (In Chinese)
- [16] CHENG L, ZHANG H J. Flow regime identification of gas-water two-phase flow using svm[C]. Proceedings of the 4th International Symposium on Measurement Techniques for Multiphase Flows (ISMTMF'2004), 2004.
- [17] 刘红岐, 彭仕宓, 唐洪. 苏里格气田低阻气层分布特征及识别方法研究[J]. 天然气工业, 2004, 24(10): 41—43.
- LIU H Q, PENG S M, TANG H. Research on the distribution characteristics and identifying method of low resistivity gas reservoirs in Sulige gas field[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(10): 41—43. (In Chinese)
- [18] 范徽献, 杨睿. BP神经网络气水识别研究[J]. 中国新技术新产品, 2012(7): 14—15.
- FAN H X, YANG R. Study on gas-water identification based on BP neural network[J]. China New Technologies and Products, 2012(7): 14—15. (In Chinese)
- [19] 光友会, 张子为, 彭述兴, 等. 低阻致密气藏多学科融合气水解释评价技术[J]. 断块油气田, 2022, 29(4): 508—513.
- GUANG Y H, ZHANG Z W, PENG S X, et al. Multidisciplinary integrated gas-water interpretation and evaluation technology for low-resistance tight gas reservoirs[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(4): 508—513. (In Chinese)
- [20] 白云云, 孙卫, 任大忠, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田西区苏48区块盒8段砂岩成岩相定量划分及特征差异[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(12): 1739—1747.
- BAI Y Y, SUN W, REN D Z, et al. Quantitative classification and characteristic difference of diagenetic facies in He8 reservoir of the Su 48 block, west area of Sulige Gas Field, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(12): 1739—1747. (In Chinese)
- [21] 庞崇友, 李大军, 章雄, 等. 开发地震技术在苏里格气田的应用[J]. 物探化探计算技术, 2016, 38(4): 530—539.
- PANG C Y, LI D J, ZHANG X, et al. The application of earthquake technology in Sulige gas field [J]. Computing techniques for geophysical and geochemical exploration, 2016, 38(4): 530—539. (In Chinese)
- [22] 卢俊辉. 苏里格气田 S48 区块致密砂岩储集层特征[D]. 西安: 西北大学, 2020.
- LU J H. Characteristics of tight sandstone reservoirs in block S48 of Sulige gas field[D]. Xi'an: Northwest University, 2020. (In Chinese)
- [23] 石玉江, 杨小明, 张海涛, 等. 低渗透岩性气藏含水特征分析与测井识别技术: 以苏里格气田为例[J]. 天然气工业, 2011, 31(2): 25—28.
- SHI Y J, YANG X M, ZHANG H T, et al. Water-cut characteristic analysis and well logging identification methods for low-permeability lithologic gas reservoirs: A case study of the Sulige Gas Field[J]. Natu-

- ral Gas Industry, 2011, 31(2): 25-28. (In Chinese)
- [24] 何东博, 冀光, 江乾锋, 等. 苏里格气田西区高含水致密砂岩气藏差异化开发技术对策[J]. 天然气工业, 2022, 42(1): 73-82.  
HE D B, JI G, JIANG Q F, et al. Differential development technological measures for high-water-cut tight sandstone gas reservoirs in western area of Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(1): 73-82. (In Chinese)
- [25] 赵丁丁, 孙卫, 雒斌, 等. 致密砂岩气藏孔渗结构下限及对气水分布的影响: 以苏里格气田苏 48 和苏 120 区块储层为例[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(3): 76-81.  
ZHAO D D, SUN W, LUO B, et al. Lower limit of porosity-permeability structure of tight sandstone gas reservoir and its influence on gas-water distribution—Taking Su 48 and Su 120 blocks in Sulige gas field as examples[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019, 33(3): 76-81. (In Chinese)
- [26] 付金华, 范立勇, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地天然气勘探新进展、前景展望和对策措施[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(4): 418-430.  
FU J H, FAN L Y, LIU X S, et al. New progresses, prospects and countermeasures of natural gas exploration in the Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(4): 418-430. (In Chinese)
- [27] 陈占军, 任战利, 曹展鹏, 等. 苏里格大气田盒 8 段、山 1 段气藏含气控制因素研究[J]. 西北大学学报(自然科学版), 2017, 47(2): 253-258.  
CHEN Z J, REN Z L, CAO Z P, et al. The gas controlling factors of He<sub>8</sub> and Shan 1 section, Sulige Gasfield[J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 2017, 47(2): 253-258. (In Chinese)
- [28] 阎媛子, 孟凡美. 苏里格地区东南部下石盒子组盒 8 段储层物性特征及其测井解释模型建立[J]. 地下水, 2013, 35(2): 53-55.  
YAN Y Z, MENG F M. Physical properties and well logging interpretation model established in the He8 section of Shihezi formation southeastern Sulige region[J]. Ground Water, 2013, 35(2): 53-55. (In Chinese)
- [29] 陈罗元, 钱玉贵, 廖璐瑶, 等. 苏里格气田苏 14 井区中二叠统下石盒子组盒<sub>7</sub>段有效储层综合评价[J]. 矿物岩石, 2021, 41(2): 109-117.  
CHEN L Y, QIAN Y G, LIAO L Y, et al. Comprehensive evaluation of He7 effective reservoir of middle Permian lower Shihezi formation in well block of Su-14 of Sulige gas field[J]. Mineralogy and Petrology, 2021, 41(2): 109-117. (In Chinese)
- [30] 任江丽, 苟永俊, 李超, 等. 储层四性关系研究在胡 154 井区中的应用[J]. 石油地质与工程, 2012, 26(2): 16-19.  
REN J L, GOU Y J, LI C, et al. Application of four property correlations of reservoir in Hu 154 well area[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2012, 26(2): 16-19. (In Chinese)
- [31] 向英杰, 王泽华, 吕振虎, 等. 四性关系研究在储层解释及描述中的应用: 以 KBM 油田西区白垩系储层为例[J]. 新疆地质, 2017, 35(3): 336-340.  
XIANG Y J, WANG Z H, LV Z H, et al. The application of the research on the four property relationship in the reservoir interpretation and description: A case study from West Cretaceous in KBM oilfield[J]. Xinjiang Geology, 2017, 35(3): 336-340. (In Chinese)
- [32] 郑庆林, 王钰森, 赵雨. 低孔隙度条件下阿尔奇含水饱和度解释模型改进[J]. 测井技术, 2006, 30(1): 57-59.  
ZHENG Q L, WANG Y S, ZHAO Y. Improvement of archie water-saturation model for the low porosity formation[J]. Well Logging Technology, 2006, 30(1): 57-59. (In Chinese)
- [33] 杨仁超, 董亮, 张吉, 等. 苏里格气田西区地层水成因、分布规律与控制因素[J]. 沉积学报, 2022, 40(1): 267-280.  
YANG R C, DONG L, ZHANG J, et al. Origin, distribution and controlling factors of stratigraphic water in the western Sulige gas field[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2022, 40(1): 267-280. (In Chinese)
- [34] 孟德伟, 贾爱林, 冀光, 等. 大型致密砂岩气田气水分布规律及控制因素: 以鄂尔多斯盆地苏里格气田西区为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(4): 607-614.  
MENG D W, JIA A L, JI G, et al. Water and gas distribution and its controlling factors of large scale tight sand gas: A case study of western Sulige gas field, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 607-614. (In Chinese)
- [35] (美) DJEBBAR TIAB, ERLE C, DONALDSON. 岩石物理学[M]. 周灿灿, 等译. 北京: 石油工业出版社, 2016.  
DJEBBAR T, ERLE C, DONALDSON. Petrophysics [M]. ZHOU C C, et al. Beijing: Petroleum Industry Press, 2016. (In Chinese)
- [36] 王国亭, 何东博, 王少飞, 等. 苏里格致密砂岩气田储层岩石孔隙结构及储集性能特征[J]. 石油学报, 2013, 34(4): 660-666.  
WANG G T, HE D B, WANG S F, et al. Character-

- istics of the pore structure and storage capability of Sulige tight sandstone gasfield[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(4): 660—666. (In Chinese)
- [37] 陈现, 高楚桥. 双饱和度法在三湖地区低饱和度气层识别中的应用[J]. *石油物探*, 2011, 50(1): 93—98.  
CHEN X, GAO C Q. Application of dual saturation method in the low saturation unconsolidated gas-bearing sandstone in Sanhu Area[J]. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 2011, 50(1): 93—98. (In Chinese)
- [38] 孙怡. 成藏动力对束缚水饱和度的影响[J]. *油气地质与采收率*, 2007, 14(2): 64—66.  
SUN Y. The influence of reservoir-forming dynamic on irreducible water saturation[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2007, 14(2): 64—66. (In Chinese)
- [39] 常俊, 罗利, 胡振平, 等. 束缚水饱和度在苏里格气田气水识别中的应用[J]. *测井技术*, 2008, 32(6): 549—552.  
CHANG J, LUO L, HU Z P, et al. Application of irreducible water saturation in distinguishing reservoir property in Sulige gas field[J]. *Well Logging Technology*, 2008, 32(6): 549—552. (In Chinese)
- [40] 刘毅, 李建奇, 冯强汉, 等. 苏里格气田苏 48 区块石盒子组 8 段气水识别方法研究[J]. *石油天然气学报*, 2014, 36(9): 84—87.  
LIU Y, LI J Q, FENG Q H, et al. Gas and water identification method in block su 48 in the 8<sup>th</sup> member of shiheze formation in Sulige gasfield[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2014, 36(9): 84—87. (In Chinese)
- [41] 冯强汉, 阳生国, 熊哲, 等. 苏里格气田西部 S48 区气水分布特征[J]. *岩性油气藏*, 2019, 31(5): 61—69.  
FENG Q H, YANG S G, XIONG Z, et al. Gas-water distribution characteristics in S48 block, western Sulige Gas Field[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2019, 31(5): 61—69. (In Chinese)
- [42] 李昌绵, 李爽, 柳琳, 等. 苏里格气田苏 S 区块高含水气藏气水识别及开发对策研究[J]. *非常规油气*, 2022, 9(3): 64—71.  
LI C M, LI S, LIU L, et al. Study on gas-water identification and development strategy of high water-cut gas reservoir in Su S block of Sulige Gas Field[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2022, 9(3): 64—71. (In Chinese)

### Semi-quantitative gas-water identification of high-yielding water wells in the western part of Sulige gas field in Ordos Basin

ZHAO Xia<sup>1</sup>, ZHOU Huailai<sup>1,2</sup>, ZHAO Liang<sup>3</sup>, YU Peilin<sup>1</sup>

(1. School of Geophysics, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China;

2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu 610059, China;

3. Gas Production Plant of Changqing Oil field Company, CNPC, Ordos 017300, China)

**Abstract:** With the increasing development of Sulige West, gas wells have been producing water to different degrees, and water-producing wells are divided into two types: test gas production are water producing and late production water producing, and late production water producing gas wells will consume extra formation energy, leading to a rapid decline in gas well pressure and production, which directly affects single well production; and today's logging gas and water identification methods are challenging to identify late production water producing wells, so it is a theoretical and practical problem to carry out. Therefore, it is a scientific problem of theoretical and practical value to carry out quantitative and semi-quantitative identification of gas and water formations and to clarify the water characteristics of gas wells during their life cycle to guide the dynamic management of gas wells. In this paper, based on the detailed investigation of the lithology, physical properties and reservoir formation characteristics of gas reservoirs in the Sulige West area, and taking the low-porosity and low-permeability gas reservoir reservoirs in Box 8 section of the Sulige 48 area as an example, we firstly establish the reservoirs in the study area to establish the calculation models of porosity, permeability, water content saturation, bound water saturation and immovable water saturation, and then establish the qualitative and semi-quantitative gas and water identification templates based on the statistical analysis of the well logging response of the gas reservoirs; Finally, a validation analysis of two types of water-producing wells in the study area shows that the semi-quantitative template can identify the two types of water-producing wells more accurately and can provide guidance for the later development plan of new wells and dynamic management of gas wells.

**Keywords:** western of sulige gas field; gas-water identification; dual saturation; gas-water ratio