

doi: 10.11720/wtyht.2021.1364

王迪,张益明,牛聪,等.压制孔隙影响的流体敏感因子优选及其在烃类检测中的应用[J].物探与化探,2021,45(6):1402-1408.http://doi.org/10.11720/wtyht.2021.1364

Wang D, Zhang Y M, Niu C, et al. The optimization of sensitive fluid factor removing the effect of porosity and its application to hydrocarbon detection[J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2021, 45(6): 1402-1408. http://doi.org/10.11720/wtyht.2021.1364

压制孔隙影响的流体敏感因子优选 及其在烃类检测中的应用

王迪¹, 张益明¹, 牛聪¹, 黄饶¹, 韩利²

(1. 中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028; 2. 中国海洋石油国际有限公司, 北京 100028)

摘要: 尼日尔三角洲盆地 S 区块发育深水扇沉积, 高孔含水砂岩表现为振幅“亮点”和远道增强的 AVO 异常, 其特征与油层类似, 基于常规方法开展烃类检测存在多解性。针对该问题, 笔者提出一种新的流体因子敏感性定量分析和优选方法, 能够压制孔隙度造成的流体识别假象, 达到“突出流体、压制孔隙影响”的目的。分析结果表明, λ/μ 具有对流体性质敏感性高、对孔隙度敏感性低的特征, 是本区开展烃类检测的最佳敏感流体因子。实际应用结果表明, 利用该方法能够有效区分真“亮点”油层和假“亮点”水层, 预测结果与已钻井更加吻合, 有效提升了烃类检测成功率。

关键词: 尼日尔三角洲; 亮点; 流体因子; 定量分析; 烃类检测

中图分类号: P631.4 **文献标识码:** A **文章编号:** 1000-8918(2021)06-1402-07

0 引言

深水浊积砂岩储层是当前世界油气勘探开发的热点目标, 以西非的尼日尔三角洲盆地 of 典型代表^[1-4]。相比陆地和浅水沉积, 深水区油气勘探开发成本高且风险大, 因此, 如何准确预测优质储层并开展烃类检测对深水勘探尤为重要。叠前反演是进行烃类检测的有效地球物理技术手段, 其关键是首先优选出能够反映储层流体性质的敏感弹性参数, 然后通过反演获得该参数进行流体识别。早在 20 世纪 80 年代, Ostrander^[5] 开展了基于 AVO 技术的流体识别研究。随后, Smith 等^[6] 提出了流体因子的概念。Goodway 等^[7] 提出了 $\lambda\rho-\mu\rho$ 交会分析的烃类检测方法。Russell 等^[8] 利用纵波阻抗与横波阻抗构建了新的流体指示因子。张玉洁等^[9] 基于喷流效应对 Russell 流体因子进行了推广和应用。姜仁等^[10] 利用 Russell 流体因子开展了致密储层的含气性检测。郑静静等^[11] 对各类流体因子进行了分

类与系统总结。张广智等^[12] 研究了角度流体因子提取方法, 能够更准确地识别目的层处的异常, 同时提高剖面的信噪比。谢玉洪等^[13] 探索了“暗点”型油气藏的流体指示因子, 可以放大 II 类 AVO 异常的差异。

通常情况下, 流体因子是通过叠前反演纵波阻抗和横波阻抗等参数间接计算获得, 容易出现累计误差, 为此诸多学者提出了流体因子的直接反演方法。宗兆云等^[14] 提出了包含拉梅系数的弹性阻抗方程, 可直接反演拉梅参数。印兴耀等^[15] 提出了包含 Gassmann 流体项的弹性阻抗方程, 可直接反演高精度的流体项。李红梅^[16] 应用叠前弹性参数直接反演技术, 提取了对储层流体敏感的 $\lambda\rho$ 、泊松比和高灵敏度流体因子等参数, 对 KD 地区浅层河道砂岩油藏进行了识别。在流体因子敏感性评价方面, 杨培杰等^[17] 建立了一种敏感因子定量分析方法。桂金咏等^[18] 提出了面向实际储层的流体因子优选方法。

在实际应用中, 流体因子往往受到诸多因素、特别是孔隙度的影响, 由于忽略孔隙度而出现流体识

收稿日期: 2021-01-20; 修回日期: 2021-06-17

基金项目: 国家科技重大专项项目(2017ZX05032-003)

第一作者: 王迪(1988-), 男, 硕士研究生, 主要从事储层预测和流体检测方面的研究工作。Email: wangdi4@enooc.com.cn

别假象的案例越来越多。张世鑫^[19]研究发现复杂储层受孔隙度影响会产生流体识别假象,如何将孔隙度的影响从流体因子中剔除显得至关重要。李英等^[20]通过流体替代、孔隙度替代等正演模拟显示,在孔隙度波动范围较大的区域,流体变化导致的地震异常响应往往会被孔隙度影响所掩盖,此时“亮点”的响应往往表征的只是优质储层而非含油气层。为了压制孔隙度的影响,诸多学者^[21-23]指出流体模量只与孔隙内流体类型有关而与孔隙度无关,具有更好的流体识别效果,开展了流体模量反演方法的研究。由于流体模量反演在实际应用中受限于地震资料品质、干岩石模量估算精度等问题,结果存在不确定性。常规反演方法仍然是目前业界主流的技术手段,如何优选出靶区真正体现流体性质差异的敏感流体因子、提高常规反演流体识别精度显得至关重要。为此,本文在综合分析储层地震响应特征的基础上,提出了一种新的流体因子敏感性定量分析方法,筛选的流体因子具有“对流体性质敏感度高、对孔隙度敏感度低”的特征,能够最大限度地突出流体异常,压制孔隙度的影响。实际应用结果

表明,该流体因子能够有效区分油层和高孔隙水层,与已钻井吻合率更高。

1 区块概况

尼日尔三角洲盆地位于非洲大陆西部,面积达 $12 \times 10^4 \text{ km}^2$,是当今世界热门的深水勘探区域。尼日尔三角洲是始新世以来,尼日尔河和贝努埃河沿着比达盆地和贝努埃槽向南汇流入大西洋,其所携带的大量碎屑物质和有机质形成巨大的海退型前积三角洲沉积。尼日尔三角洲深水扇则是由尼日尔河和尼日尔三角洲提供物源,在深海平原形成的大型深水扇。本文研究的S区块位于尼日利亚海域(图1),北距陆上哈科特港200 km,水深为1 300~1 450 m,主力储层为中新统R1180层系发育的水道化朵叶沉积体,砂体单层厚度大,物性较好,孔隙度介于22%~30%之间,储层条件优越。研究区内共有3口已钻井,钻探结果如表1所示。其中,W1和W2井钻遇油层,W3井钻遇水层。

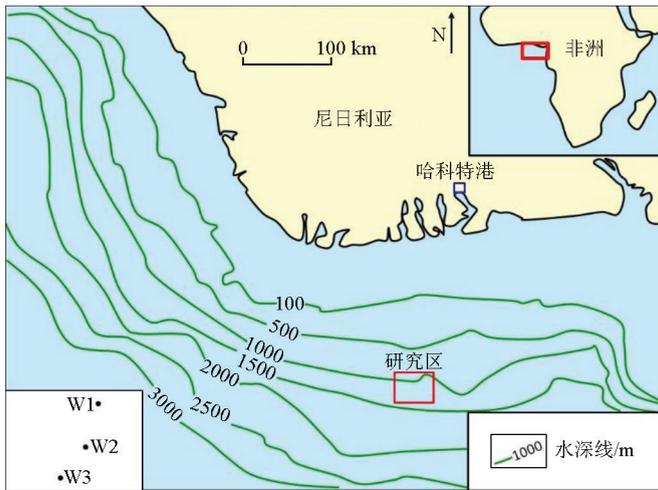


图1 研究区位置示意

Fig.1 Location map of the study area

表1 研究区已钻井结果

Table 1 Drilling result of wells in the study area

| 井名 | 钻探结果 | 孔隙度/% | 厚度/m | 含油饱和度/% |
|----|------|-------|------|---------|
| W1 | 油层 | 26.0 | 18.0 | 90% |
| W2 | 油层 | 23.4 | 26.5 | 85% |
| W3 | 水层 | 29.7 | 24.0 | 8% |

2 储层地震响应特征及影响因素

2.1 叠后振幅响应特征及影响因素

图2所示为过W1、W2和W3井的连井地震剖

面,从图中可以看到,储层均表现为振幅“亮点”特征。其中,W3井振幅最强,钻遇水层,W1和W2井振幅稍弱,却钻遇油层。根据表1可知,W1井砂岩孔隙度为26.0%,W2井砂岩孔隙度为23.4%,W3井砂岩孔隙度为29.7%,推测物性可能是导致水层出现振幅“亮点”的主要原因。

进一步开展叠后振幅的影响因素分析,包括流体性质、孔隙度和储层厚度(图3)。可以看出,当储层孔隙度均为26%时,油层和水层的振幅存在明显差异,含油砂岩振幅相比含水砂岩要强。受调谐作用的影响,油层和水层的振幅均在调谐厚度处达到

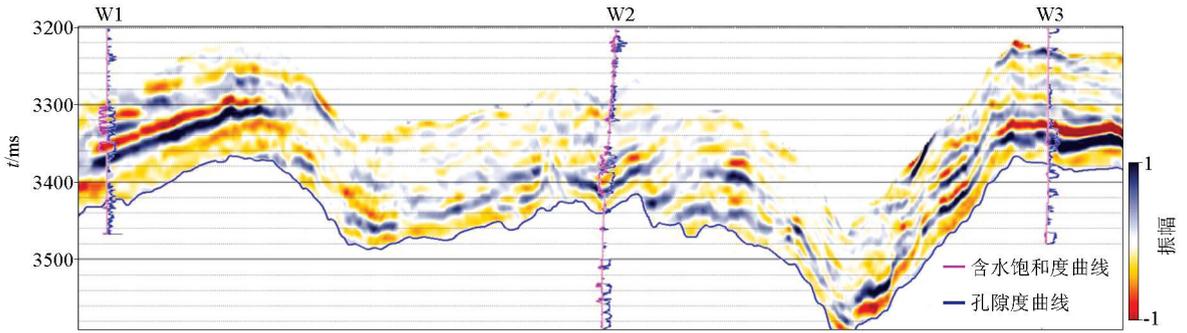


图 2 过 W1、W2 和 W3 井的连井地震剖面

Fig.2 Cross-well stack section of W1, W2 and W3

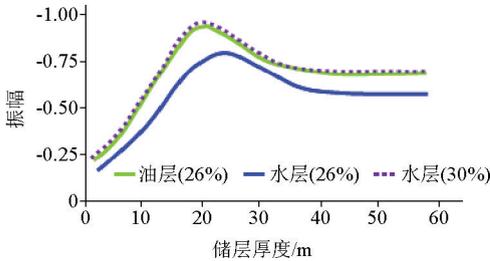


图 3 叠后振幅影响因素分析

Fig.3 Influence factor analysis of post-stack amplitude

最大值。考虑到已钻井揭示的砂岩厚度主要集中在 20~25 m,在该范围内厚度变化对叠后振幅的影响相对较弱,不是该区叠后振幅的主要影响因素。当储层孔隙度发生变化时,孔隙度为 30%的水层其振幅与孔隙度为 26%的油层振幅基本相当。即高孔隙含水砂岩也会形成强振幅“亮点”特征,与油层表现出的特征相似,从而导致利用叠后振幅预测流体性质存在多解性。

2.2 叠前 AVO 响应特征及影响因素

图 4 所示为 W1、W2 和 W3 井旁道集,可以看到,油层和水层表现为远道振幅增强的 II-III 类 AVO 异常,异常强度表现为 W3>W1>W2 井,利用常规 P * G 属性很难准确识别流体性质。

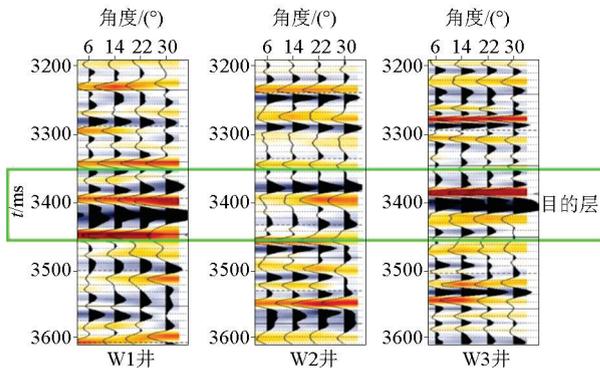


图 4 W1、W2 和 W3 井旁地震道集

Fig.4 AVO responses of angle gather in well locations

以 W1 井钻遇油层为例,开展流体和孔隙度替代分析,研究两者对叠前地震响应特征的影响。首先,保持原状流体性质不变,孔隙度 Por 由 22%增加到 34%,间隔 3%。然后,将原状流体替换为水层,再做一次孔隙度替换,正演道集结果如图 5 所示,截距—梯度交会结果如图 6 所示。

据图 6 可知:在相同孔隙度条件下,油和水的截距、梯度均有差异,此时单独依靠截距或梯度均可以区分油水。在不同孔隙度条件下,油和水的截距、梯度存在一定重叠。例如,孔隙度为 31%的水层,其梯度与孔隙度为 34%的油层相当,其截距与孔隙度为 28%的油层相当。在截距—梯度交会图上,高孔隙含油和含水砂岩均位于第三象限的位置,从而导致利用常规 AVO 属性不能有效区分油水。

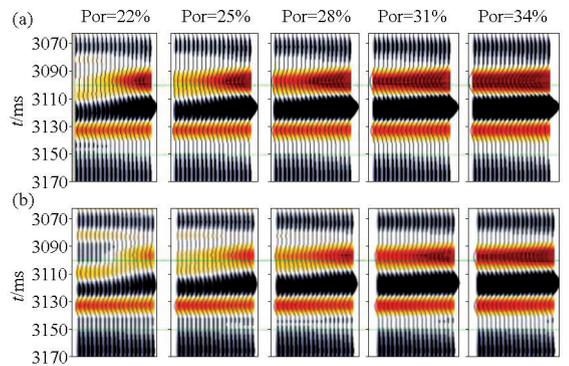


图 5 油层 (a) 及水层 (b) AVO 特征随孔隙度变化

Fig.5 The AVO variation with porosity for oil layer (a) and water layer (b)

3 流体因子敏感性定量评价

地下介质充填不同流体类型时会表现出不同的岩石物理特征,从而为通过叠前反演实现储层流体检测提供了可能。其中,最为关键的环节在于筛选出真正反映目标区流体性质差异的敏感弹性参数,即流体敏感因子。常用的流体因子选择方法是通过

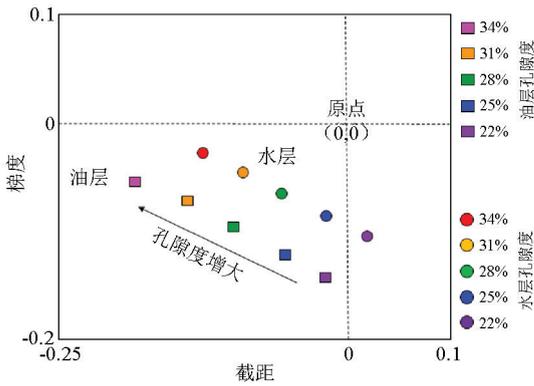


图6 不同流体、孔隙度的截距—梯度交会

Fig.6 The AVO intercept and gradient crossplot with different fluid type and porosity

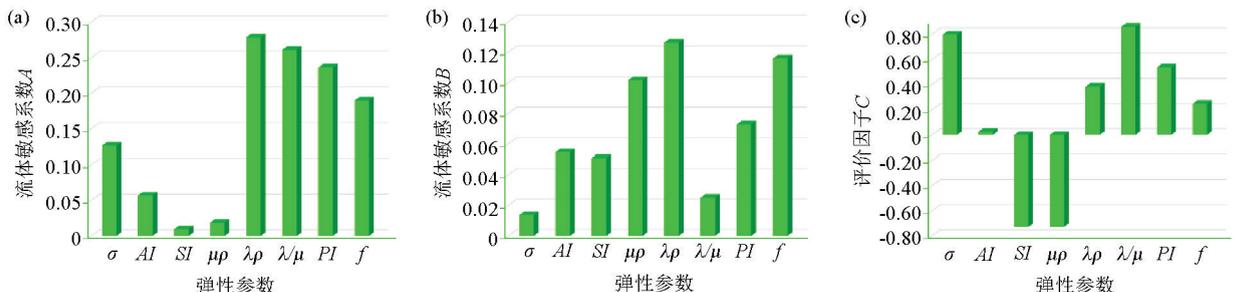
测井曲线计算目标层段油气层与水层的流体因子平均值之差来衡量流体识别的能力,并没有考虑孔隙度对流体识别效果的影响。然而孔隙度是导致本区烃类检测多解性的关键因素,适用于研究区的流体因子必须对流体性质变化敏感的同时对储层孔隙度变化不敏感。针对该实际情况,本文提出了一种基于流体替代和孔隙度替代的流体因子敏感性定量评价方法,具体实现步骤如下:

1) 保持原状地层孔隙度不变,采用 Gassmann 方程进行流体替代,根据式(1)计算流体敏感系数 A ,这是目前进行流体因子筛选的常规方法,并没有考虑孔隙度的影响:

表2 流体和孔隙度替代后弹性参数值及敏感系数计算结果

Table 2 Coefficient of different elastic parameters after fluid and porosity substitution

| 弹性参数 | σ | $AI/$ ($10^6 \text{ m}^{-2} \cdot \text{kg} \cdot \text{s}^{-1}$) | $SI/$ ($10^6 \text{ m}^{-2} \cdot \text{kg} \cdot \text{s}^{-1}$) | $\mu\rho/$ ($10^{12} \text{ m}^{-4} \cdot \text{kg}^2 \cdot \text{s}^{-2}$) | $\lambda\rho/$ ($10^{12} \text{ m}^{-4} \cdot \text{kg}^2 \cdot \text{s}^{-2}$) | λ/μ | 泊松阻抗 $PI/$ ($10^6 \text{ m}^{-2} \cdot \text{kg} \cdot \text{s}^{-1}$) | 流体项 $f/$ ($10^{12} \text{ m}^{-4} \cdot \text{kg}^2 \cdot \text{s}^{-2}$) |
|----------|----------|--|--|--|--|---------------|---|--|
| 原状地层 | 0.2293 | 5.6825 | 3.3678 | 11.3420 | 9.6063 | 0.8470 | 0.9675 | 16.4115 |
| 流体替代 | 0.2973 | 6.3717 | 3.4223 | 11.7126 | 17.1739 | 1.4463 | 1.5804 | 24.2015 |
| 孔隙度替代 | 0.2231 | 5.0941 | 3.0413 | 9.2494 | 7.4515 | 0.8056 | 0.8364 | 13.0011 |
| 系数 A | 0.1281 | 0.0571 | 0.0080 | 0.0161 | 0.2825 | 0.2677 | 0.2405 | 0.1918 |
| 系数 B | 0.0137 | 0.0546 | 0.0509 | 0.1016 | 0.1263 | 0.0250 | 0.0723 | 0.1159 |
| 评价因子 C | 0.7918 | 0.0232 | -0.7274 | -0.7268 | 0.3821 | 0.8391 | 0.5357 | 0.2465 |

图7 不同弹性参数的流体敏感系数 A (a)、孔隙度敏感系数 B (b) 和评价因子 C (c)Fig.7 Sensitivity coefficient of different elastic parameters coefficient A (a), coefficient B (b) and coefficient C (c)

$$A = \left| \frac{P_w - P_o}{P_w + P_o} \right| \quad (1)$$

其中, P_w 代表含水状态下的弹性参数值, P_o 代表含油状态下的弹性参数值。

2) 保持原状地层流体性质不变,进行孔隙度替代,根据式(2)计算孔隙度敏感系数 B :

$$B = \left| \frac{P_{\phi 1} - P_{\phi 2}}{P_{\phi 1} + P_{\phi 2}} \right| \quad (2)$$

其中, $P_{\phi 1}$ 代表孔隙度为 $\phi 1$ 时的弹性参数值, $P_{\phi 2}$ 代表孔隙度为 $\phi 2$ 的弹性参数值。

3) 为了突出流体、压制孔隙度的影响,定义评价因子 C ,其与参数 A 和 B 的关系如式(3):

$$C = \frac{A - B}{A + B} = 1 - \frac{2}{A/B + 1} \quad (3)$$

C 值越大代表对流体敏感性越高、对孔隙度敏感性越低。当 $A=B$ 时, $C=0$; 当 $A<B$ 时, $C<0$, 极限值为 -1 。当 $A>B$ 时, $C>0$, 极限值为 1 。根据 C 值大小可优选出研究区的最佳敏感流体因子。

以 W1 井钻遇油层为例,开展流体和孔隙度替代分析,流体性质由原状油层替换成水层,孔隙度由原状 27% 替换到 31%, 获得不同弹性参数的值,然后计算对应的敏感性系数 A 、 B 和评价因子 C , 结果如表 2 所示。对表中数据进行直方图统计分析,从图 7a 中可以看出, $\lambda\rho$ 、 λ/μ 、 PI 和 f 这 4 个参数对流体性质均较为敏感,其中 $\lambda\rho$ 敏感性最高,按照常规

分析会选择 $\lambda\rho$ 作为研究区的敏感流体因子。但是根据图 7b 可知, $\lambda\rho$ 、 PI 和 f 对孔隙度也具有较高的敏感性, 容易受到孔隙度变化的影响, 导致流体检测出现多解性, 而参数 λ/μ 对孔隙度敏感性低。通过图 7c 的评价因子对比, 可更加直观地发现, 压制孔隙度影响以后, 相比其他参数, λ/μ 具有最高的流体敏感性。所以, λ/μ 是研究区去除物性影响后的最佳流体因子。

4 应用效果

图 8 所示为基于常规方法筛选的流体敏感因子 $\lambda\rho$ 与利用本文提出方法筛选的流体敏感因子 λ/μ 对流体识别的效果对比。通过图 8a 可以看出, 当油层和水层孔隙度相当或者油层孔隙度大于水层时, $\lambda\rho$ 能够有效区分油和水; 随着水层孔隙度增大, 高孔隙度水层与相对低孔隙度油层的 $\lambda\rho$ 存在重叠, 流

体识别效果变差。通过图 8b 可以看到, λ/μ 能够有效区分不同孔隙度条件下的油层和水层, 当 $\lambda/\mu < 1.2$ 时表现为油层, 进一步证实了 λ/μ 具有良好的烃类检测能力。

图 9 所示为叠前反演 $\lambda\rho$ 和 λ/μ 进行烃类检测的效果对比。从图 9a 中可以看出, $\lambda\rho$ 容易受孔隙度的影响, 虽然 W1 和 W2 井油层有异常, 但是 W3 井水层异常更为明显, 烃类检测结果与实钻结果不符。从图 9b 中可以看出, 利用弹性参数 λ/μ 开展烃类检测, W1 和 W2 井油层表现为低 λ/μ 值, W3 井水层表现为相对高 λ/μ 值, 高孔水砂岩的异常假象得到压制, 油水得到有效区分。

利用流体因子 λ/μ 开展 R1180 层油气平面展布规律预测, 结果如图 10 所示。从图 10a 中可以观察到研究区发育东、西两支水道化朵叶沉积体, W1 井钻遇西支朵叶, W2 和 W3 井钻遇东支朵叶, 朵叶砂体在平面上表现为振幅“亮点”异常, 西支朵叶振

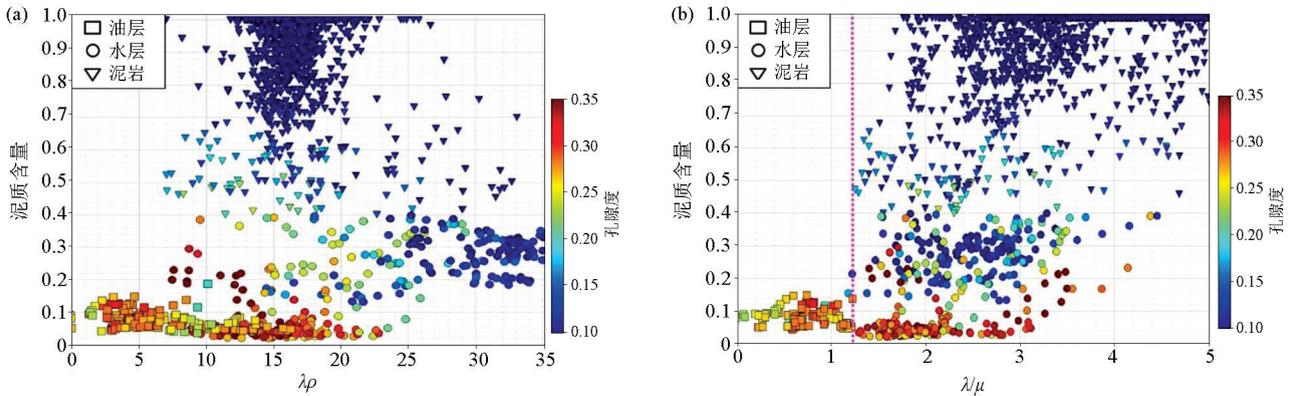


图 8 $\lambda\rho$ (a) 及 λ/μ (b) 流体识别效果对比

Fig.8 Fluid detection capacity comparison by $\lambda\rho$ (a) and λ/μ (b)

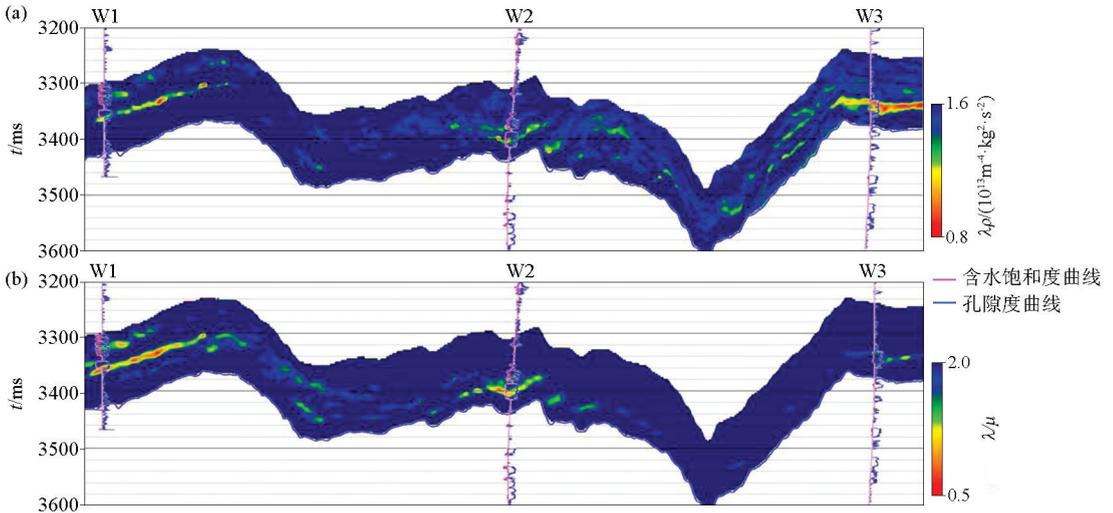


图 9 过 W1、W2、W3 井的 $\lambda\rho$ 反演剖面 (a) 和流体因子 λ/μ 反演剖面 (b)

Fig.9 The cross-well hydrocarbon detection result using $\lambda\rho$ (a) and λ/μ (b)

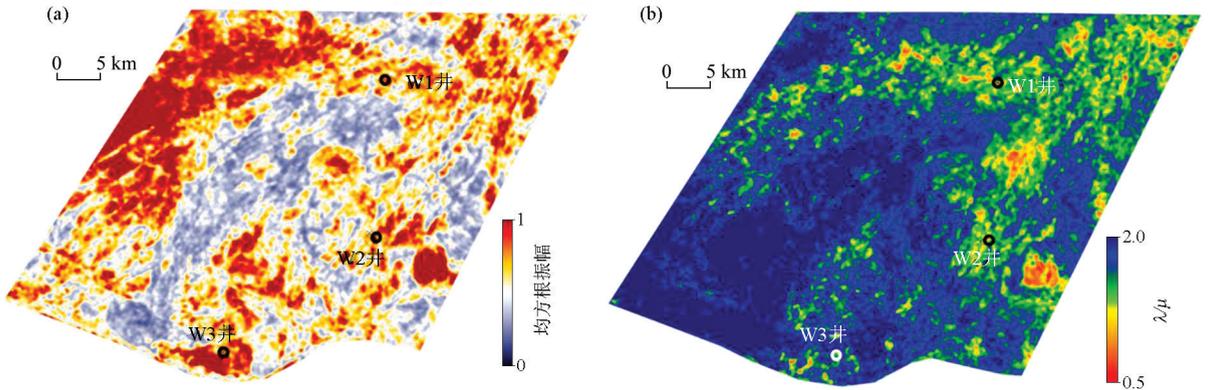


图 10 R1180 层均方根振幅 (a) 和流体因子 λ/μ 反演结果 (b)

Fig.10 RMS amplitude attribute (a) and predicted hydrocarbon distribution using λ/μ (b) of R1180 formation

幅级别要强于东支朵叶。从 λ/μ 反演结果 (图 10b) 可以看到, W3 井水层对应的强振幅异常假象得到了明显压制, W1 和 W2 井油层异常得到了有效保留。西支朵叶大面积的强振幅区域基本都是高孔含水砂岩的响应, 只有局部位置发育油气层, 从而规避了高孔含水砂岩带来的勘探风险, 有效指导了西支朵叶的下一步钻探部署。

5 结论和认识

1) 复杂储层的流体检测受孔隙度影响较大, 如何将孔隙度的影响从流体因子中剔除是获取准确流体识别效果的关键。本文针对叠前反演敏感流体参数优选问题, 提出了基于流体和孔隙度替代的流体因子敏感性定量分析方法, 筛选出的流体因子具有“对流体性质敏感度高、对孔隙度敏感度高”的特征, 能够最大限度地突出流体异常, 提高流体识别精度。该方法和思路可以推广应用到其他类似区块, 通过优选适用于区块自身的流体敏感因子开展烃类检测工作。

2) 将该方法应用于尼日尔三角洲盆地 S 区块, 优选 λ/μ 作为最佳流体敏感因子, 实际应用效果证实 λ/μ 能够有效压制高孔含水砂岩在 seismic 剖面上表现出的强振幅“亮点”假象, 提高烃类检测成功率。

参考文献 (References):

[1] 吕福亮, 贺训云, 武金云, 等. 世界深水油气勘探现状、发展趋势及对我国深水勘探的启示 [J]. 中国石油勘探, 2007, 12(6): 28-31.
Lyu F L, He X Y, Wu J Y, et al. Current situation and tendency of deepwater oil and gas exploration in the world [J]. China Petroleum Exploration, 2007, 12(6): 28-31.

[2] 李大伟, 李德生, 陈长民, 等. 深海扇油气勘探综述 [J]. 中国海上油气, 2007, 19(1): 18-24.

Li D W, Li D S, Chen C M, et al. An overview of hydrocarbon exploration in deep submarine fans [J]. China Offshore Oil and Gas, 2007, 19(1): 18-24.

[3] 江怀友, 赵文智, 闫存章, 等. 世界海洋油气资源与勘探模式概述 [J]. 海相油气地质, 2008, 13(3): 5-10.
Jiang H Y, Zhao W Z, Yan C Z, et al. Review on marine petroleum resources and exploration models in the globe [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2008, 13(3): 5-10.

[4] 邓荣敬, 邓运华, 于水, 等. 尼日尔三角洲盆地油气地质与成藏特征 [J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(6): 755-762.
Deng R J, Deng Y H, Yu S, et al. Hydrocarbon geology and reservoir formation characteristics of Niger delta Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(6): 755-762.

[5] Ostrander W J. Plane wave reflection coefficients for gas sands at non-normal incidence [J]. Geophysics, 1984, 49(10): 1637-1648.

[6] Smith G C, Gidlow P M. Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas [J]. Geophysical Prospecting, 1987, 35(9): 993-1014.

[7] Goodway B, Chen T W, Downton J. Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters; “ $\lambda\rho$ ”, “ $\mu\rho$ ”, & “ λ/μ fluid stack”, from P and S inversions [C]//SEG Technical Program Expanded Abstracts, 1997, 16: 183-186.

[8] Russell B H, Hedlin K, Hilterman F J, et al. Fluid-property discrimination with AVO: A Biot-Gassmann perspective [J]. Geophysics, 2003, 68(1): 29-39.

[9] 张玉洁, 刘洪, 崔栋, 等. 基于挤喷流效应的 Russell 流体因子推广及应用 [J]. 地球物理学报, 2016, 59(10): 3901-3908.
Zhang Y J, Liu H, Cui D, et al. Construction and application of the Russell fluid factor with squirt flow effect [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2016, 59(10): 3901-3908.

[10] 姜仁, 欧阳永林, 曾庆才, 等. Russell 流体因子在致密砂岩气层检测中的应用 [J]. 天然气工业, 2017, 37(1): 76-81.
Jiang R, Ouyang Y L, Zeng Q C, et al. Application of the Russell fluid factor in tight sandstone gas detection [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1): 76-81.

[11] 郑静静, 印兴耀, 张广智. 流体因子关系分析以及新流体因子的构建 [J]. 地球物理学进展, 2011, 26(2): 579-587.

- Zheng J J, Yin X Y, Zhang G Z. Fluid factor analysis and the construction of the new fluid factor [J]. *Progress in Geophysics*, 2011, 26(2): 579 – 587.
- [12] 张广智, 郑静静, 印兴耀, 等. 基于 Curvelet 变换的角度流体因子提取技术[J]. *物探与化探*, 2011, 35(4): 505 – 510.
- Zhang G Z, Zheng J J, Yin X Y, et al. The technique for extracting angle fluid factor based on curvelet transform [J]. *Geophysical and Geochemical Exploration*, 2011, 35(4): 505 – 510.
- [13] 谢玉洪, 邓勇, 李芳, 等. 莺歌海盆地“暗点”型油气藏指示因子构建及应用[J]. *石油地球物理勘探*, 2019, 54(6): 1302 – 1309.
- Xie Y H, Deng Y, Li F, et al. A dim-spot reservoir indicative factor in the Yinggehai Basin [J]. *OGP*, 2019, 54(6): 1302 – 1309.
- [14] 宗兆云, 印兴耀, 张繁昌. 基于弹性阻抗贝叶斯反演的拉梅参数提取方法研究[J]. *石油地球物理勘探*, 2011, 46(4): 598 – 604.
- Zong Z Y, Yin X Y, Zhang F C. Elastic impedance Bayesian inversion for lame parameters extracting [J]. *OGP*, 2011, 46(4): 598 – 604.
- [15] 印兴耀, 张世鑫, 张繁昌, 等. 利用基于 Russell 近似的弹性波阻抗反演进行储层描述和流体识别[J]. *石油地球物理勘探*, 2010, 45(3): 373 – 380.
- Yin X Y, Zhang S X, Zhang F C, et al. Utilizing Russell Approximation-based elastic wave impedance inversion to conduct reservoir description and fluid identification [J]. *OGP*, 2010, 45(3): 373 – 380.
- [16] 李红梅. 弹性参数直接反演技术在储层流体识别中的应用[J]. *物探与化探*, 2014, 38(5): 970 – 975.
- Li H M. The application of elastic parameters direct inversion to reservoir fluid identification [J]. *Geophysical and Geochemical Exploration*, 2014, 38(5): 970 – 975.
- [17] 杨培杰, 董兆丽, 刘昌毅, 等. 敏感流体因子定量分析与直接提取[J]. *石油地球物理勘探*, 2016, 51(1): 158 – 164.
- Yang P J, Dong Z L, Liu C Y, et al. Sensitive fluid factor extraction and analysis [J]. *OGP*, 2016, 51(1): 158 – 164.
- [18] 桂金咏, 高建虎, 李胜军, 等. 面向实际储层的流体因子优选方法[J]. *石油地球物理勘探*, 2015, 50(1): 129 – 135.
- Gui J Y, Gao J H, Li S J, et al. Reservoir oriented fluid factor optimization method [J]. *OGP*, 2015, 50(1): 129 – 135.
- [19] 张世鑫. 基于地震信息的流体识别方法研究与应用[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2012.
- Zhang S X. Methodology and application of fluid identification with seismic information [D]. Dongying: China University of Petroleum, 2012.
- [20] 李英, 秦德海. 基于流体替代的敏感弹性参数优选及流体识别在渤海 B 油田的应用[J]. *物探与化探*, 2018, 42(4): 662 – 667.
- Li Y, Qin D H. The optimization of sensitive elastic parameters based on fluid substitution and the application of fluid identification to Bohai B Oilfield [J]. *Geophysical and Geochemical Exploration*, 2018, 42(4): 662 – 667.
- [21] Yin X Y, Zhang S X. Bayesian inversion for effective pore-fluid bulk modulus based on fluid-matrix decoupled amplitude variation with offset approximation [J]. *Geophysics*, 2014, 79(5): R221 – R232.
- [22] 冉然, 宋建国. 基于 Zoeppritz 方程的纵横波模量反演[J]. *物探与化探*, 2017, 41(4): 707 – 714.
- Ran R, Song J G. Compressional and shear modulus inversion based on Zoeppritz equation [J]. *Geophysical and Geochemical Exploration*, 2017, 41(4): 707 – 714.
- [23] 邓炜, 印兴耀, 宗兆云. 等效流体体积模量直接反演的流体识别方法[J]. *石油地球物理勘探*, 2017, 52(2): 315 – 325.
- Deng W, Yin X Y, Zong Z Y. Fluid identification based on direct inversion of equivalent fluid bulk modulus [J]. *OGP*, 2017, 52(2): 315 – 325.

The optimization of sensitive fluid factor removing the effect of porosity and its application to hydrocarbon detection

WANG Di¹, ZHANG Yi-Ming¹, NIU Cong¹, HUANG Rao¹, HAN Li²

(1. CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing 100028, China; 2. CNOOC International Ltd., Beijing 100028, China)

Abstract: The deep-water turbidite sandstone reservoirs in Niger Delta basin have great oil-gas exploration potential. Drilling results in S Block area indicate that high-porosity water sandstones show "bright spot" and class II-III AVO anomaly, which are similar to features of oil sandstones. It is critical to remove the effect of porosity while fluid detection is conducted. However, conventional analysis method seldom considers the effect of porosity, and the selected fluid factor is sensitive to both hydrocarbon and porosity, which leads to inaccurate detection result. Therefore, in this study, a new quantitative evaluation method based on fluid and porosity substitution is proposed to choose the most sensitive fluid factor, which can highlight hydrocarbon and suppress the effect of porosity. The analysis result shows that λ/μ is the most suitable elastic parameter in this area and can be used to detect hydrocarbon. The real data application result shows that λ/μ can effectively distinguish "bright spot" water sandstones from oil sandstones, and the predicted results are well consistent with the drilling data, which proves the feasibility of this method.

Key words: Niger Delta basin; bright spot; fluid factor; quantitative evaluation; hydrocarbon detection

(本文编辑:叶佩)