

Key Production Capacity Construction Technology in Central Linxing Area

Jia Du^{1,2}

¹China United Coalbed Methane Corporation Ltd., Beijing

²Unconventional Oil & Gas Branch, CNOOC Ltd., Beijing

Email: dujia3@cnooc.com.cn

Received: Apr. 9th, 2020; accepted: Apr. 23rd, 2020; published: Apr. 30th, 2020

Abstract

The gas field in central Linxing area is characterized by thin, dense and heterogeneous reservoir, limited 3D seismic resolution, interbedded sand, mud, coal and ash, low coincidence rate of traditional pre stack simultaneous inversion for effective reservoir prediction, inability to accurately depict single sand body, low reservoir production rate due to unreasonable well pattern deployment, mismatch between stimulation and geological conditions, and low production after partial well pressure. According to geological expectation, there is a bottleneck period in capacity construction. In view of the above problems, through the joint research of geology, geophysics and engineering, it is considered that the 3D geological modeling of reservoir under the constraint of pre-stack geostatistics inversion under the control of facies can accurately depict the scope and boundary of gas bearing sand body, and the prediction coincidence rate can reach over 87%. The differential well location deployment under the guidance of this result can improve the utilization degree of geological reserves. The same sand body can be used synchronously to improve the recovery rate of single well; the perforation length and position of vertical directional well and horizontal well section can be optimized by combining the lithology with the compressibility indexes such as brittleness and fracture, which reduces the difficulty of fracturing and improves the reconstruction effect of single well. The differential well location deployment technology under the guidance of geological modeling of facies controlled reservoir, combined with the fracturing reconstruction technology integrated with geological engineering, improves the block development efficiency and accelerates the pace of production capacity construction in central Linxing area.

Keywords

Phased Geological Modeling, Differentiated Well Deployment, Production Capacity Construction, Key Technologies

临兴中区产能建设关键技术

杜 佳^{1,2}

¹中联煤层气有限责任公司, 北京

²中海石油(中国)有限公司非常规油气分公司, 北京

Email: dujia3@cnooc.com.cn

收稿日期: 2020年4月9日; 录用日期: 2020年4月23日; 发布日期: 2020年4月30日

摘要

临兴中气田储层厚度薄、致密、非均质性强, 三维地震分辨率有限, 砂、泥、煤、灰互层, 传统的叠前同时反演对于有效储层预测符合率普遍偏低, 无法精确刻画单砂体, 并网部署不合理造成储量动用率偏低, 增产改造工艺与地质情况不匹配造成部分井压后产能低于地质预期, 产能建设存在瓶颈期。针对以上问题, 通过地质、地球物理及工程多学科联合攻关, 认为相控下的叠前地质统计学反演约束下的储层三维地质建模工作可以较准确地刻画含气砂体的范围和边界, 其预测符合率可达到87%以上, 在该结果指导下的差异化井位部署可以提高地质储量的动用程度, 同一砂体实现同步动用, 提高单井采收率; 通过岩性结合脆性、裂缝等可压性指标对直定向井及水平井段射孔长度及位置进行优化, 降低了压裂的难度, 提高了单井的改造效果。相控储层地质建模指导下的差异化井位部署技术结合地质工程一体化的压裂改造技术, 提高了区块开发效益, 同时也加速了临兴中区产能建设的步伐。

关键词

相控地质建模, 差异化井位部署, 产能建设, 关键技术

Copyright © 2020 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

临兴气田位于鄂尔多斯盆地的东缘, 探明地质储量已经超过千亿方, 已经跨入大型气田的行列; 含气层位从石炭系本溪组到二叠系和尚沟组, 含气层纵向跨度 500~600 m, 共发育 7 个主要含气层位, 垂向叠置, 横向复合连片; 储集层主要为潮汐水道、砂坝、三角洲平原分支河道以及前缘水下分流河道成因的岩屑石英砂岩、长石岩屑砂岩及岩屑砂岩, 单井钻遇有效气层厚度主要分布在 2.11~8.9 m、孔隙度主要分布在 0.3%~23.5%、渗透率主要分布在 $0.01\sim 1023 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 临兴气田的层多、层薄、致密的特点给开发带来了巨大的挑战。

临兴中区自 2014 年开展先导试验以来, 1) 常规层约束下的叠前同时反演(Vp/Vs)精度有限, 单砂体刻画不清, 含气层预测不准, 水平井钻遇率普遍偏低, 先导试验区某水平井水平段长 795 m, 仅钻遇 90.1 m 含气层, 气层钻遇率仅为 11.3%; 2) 早期多采用滚动勘探的模式进行试采, 未形成合理的井位部署技术, 先导区 ODP 方案中储量动用率仅为 47%; 3) 早期压裂工艺与地质结合不够, 地质与压裂作业多为“接力”式衔接, 达产率普遍偏低。

九十年代以来, 国内外学者相继开展了以地震资料为基础的储层建模工作, 取得了一定的成果[1]-[9], 但是对于致密薄储层砂岩来说办法还是受限, 所以基于反演资料进行的相控三维地质建模不但可以提高气层及单砂体刻画程度, 井位部署成功率, 还可以提升单井有效储层钻遇率, 完善并网井距, 提高储量动用程度及寻找针对地层的特点的压裂增产改造技术是支持临兴地区快速上产的重要保障, 同时其成功

实施也可以为临兴东及神府区块的相继建产提供技术储备。

2. 产能建设关键技术

近年来,为响应国家开发清洁能源号召,临兴地区面临较大产能建设压力,针对目前开发现状,通过储层精细建模提升地质认识提供井位部署精度,针对垂向多层含气地质特点及储量分布情况进行差异化井网部署最大化动用地质储量达到规模化、立体开发目的,地质工程相结合的增产改造方式提升单井产能,从而达到快速建产的目的,提升气田开发效益。

2.1. 相控储层精细建模

目前,常规层约束下的内插叠前同时反演(Vp/Vs)技术在国内外致密砂岩气储层预测中得到了广泛的应用,但是这种方法预测精度不强,为了能提高反演结果的预测精度,本文主要基于沉积微相控制下进行叠前地质统计学反演方法,在储层精细刻画的基础上,对储层及物性三维空间进行表征。其具体步骤分为以下三个方面:①通过明确不同类型储层的测井与地震响应特征,建立有利储层分布模式,编制小层沉积相展布图;②在小层沉积相展布的基础上,对储层开展叠前地质统计学预测;③在叠前地质统计学反演基础上结合对储层及物性三维空间进行表征,开展三维地质建模。

2.1.1. 建立有利储层分布模式

依据高分辨率层序地层学开展井-震匹配下的层段对比与界面识别追踪,建立了“段-小层”井震吻合的精细地层格架,层段约束下开展小层的精细对比与地震可识别尺度界面的追踪并在全区进行追踪对比(如图1);精细落实构造与断裂的发育特征,为后续小层级别精细储层精细雕刻和构造建模奠定基础。以“沉积微相下的岩性组合-测井响应特征-地震响应特征”的分析思路,应用地震沉积学技术,井震结合开展小层级别的精细沉积微相平面分布预测,并构建目的层段精细的沉积相模型。

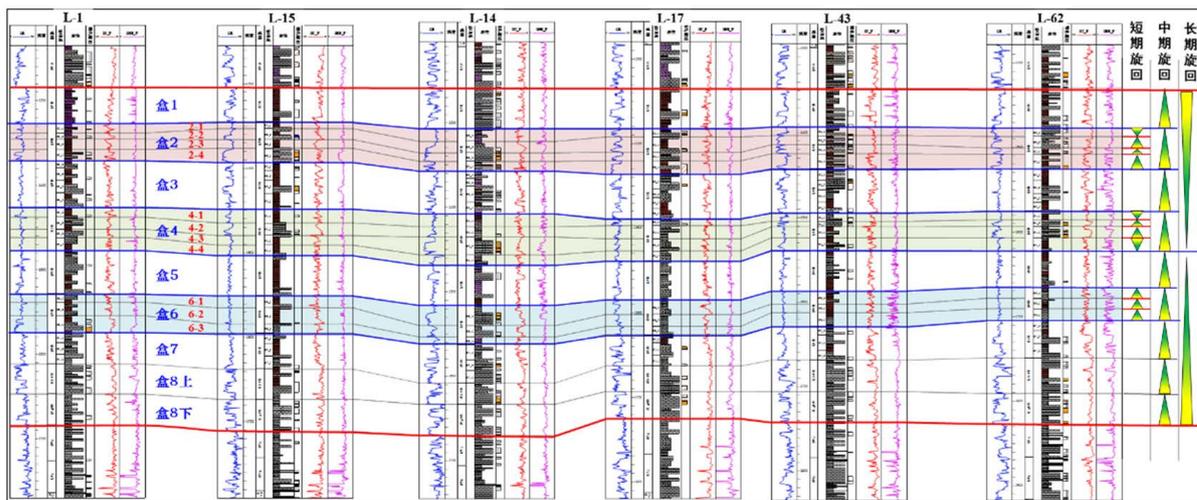


Figure 1. Cross section of small layers in L-1~L-15~L-14~L-17~L-43~L-62 connected wells

图1. 过L-1~L-15~L-14~L-17~L-43~L-62连井小层对比剖面

2.1.2. 储层精细预测

基于相控叠前确定性反演对石盒子组砂体进行了较好的预测。由于受地震分辨率的限制,相控叠前同时反演的垂向分辨率有限,但相控叠前同时反演能够比较好的反应出砂体的平面展布范围,尤其是砂体尖灭位置及砂体叠置发育特征。所以,在此基础上继续开展相控叠前地质统计学反演提高垂向分辨率

高,同时该方法砂体的横向展布与确定性反演一致,能够保持确定性反演的横向预测性,并能更加清晰的刻画出砂体的展布范围及尖灭位置。

根据相控叠前同时反演结果得到 H4-3 小层的砂岩厚度,其平面规律基本与沉积微相一致。反演结果总共用 31 口盲井验证,其中有 12 口井与平面规律不吻合,吻合率仅为 61%;而通过相控叠前地质统计学反演得到 H4-3 小层的砂岩厚度,与地质认识也相吻合,同样用了 31 口盲井去验证反演结果,其中仅有 5 口井不吻合,反演结果与井的吻合率可以提高到 87%。

2.1.3. 三维地质建模

将地质-地球物理充分结合,利用沉积微相中的有利相带进行三维地质建模,得到精细的沉积模型。之后利用地质建模的沉积模型,开展以沉积相模型控制下的岩石物理参数模型。常规的井插值模型对于横向非均质性很强的地质背景下的储层刻画较差,通过沉积微相分析,研究区主要是水下分流河道的沉积特征,横向变化快,非均质性强。因此,常规的井插值模型并不能满足精细储层建模的要求,利用精细储层预测结果作为约束条件,进一步对前述储层模型进行处理,建立精细储层预测约束下的三维孔渗饱模型指导井位优化及部署。

2.2. 强非均质性储层的多层立体开发的差异化井位部署

结合工区储层厚度薄、致密、非均质性强,砂、泥、煤、灰互层的特点,综合考虑地质、工程、经济等因素,建立了水平井差异化部署技术体系,实现井位设计与地质条件的匹配达到最优。

2.2.1. 基于砂体规模确定井距

根据地质统计结果,临兴中区有效单砂体厚度主要分布在 2.11~4.47 m,平均 2.48 m。研究区有 77.8% 的有效单砂体厚度 < 3 m,90% 的有效单砂体厚度 < 3.5 m。根据沉积及反演预测有效砂体宽度分布范围 100~600 m,长 400~2100 m。同时,根据区块内已投产时间较长的 16 口井利用不稳定产量法计算 2019 年平均动储量为 3473 万方,平均井控面积 0.51 km²,平均渗流半径 304.8 m,渗流半径范围 178.4~541.2 m,故研究区采取 600 × 800 不规则井距较为合理。

2.2.2. 基于砂体叠置模式确定井型

结合地质条件和开发效果,认为区块发育 4 种有效砂体组合模式(图 2(a)~(d))。一类有效砂体呈块状厚层型,厚度大,连续性强,是研究区开发最有利的一种有效砂体组合模式,适宜钻探水平井(图 d);二类有效砂体呈多期叠置,厚度较大,连续性较强,与一类有效砂体相比,含气层比例有所降低,适宜水平井和直定向井联合开发(图 a);三类有效砂体连续性一般,厚度中等,适合钻探大斜度井及普通定向井(图 c);四类有效砂体较分散,含气层叠合度高,适合钻探直、定向井(图 b)。

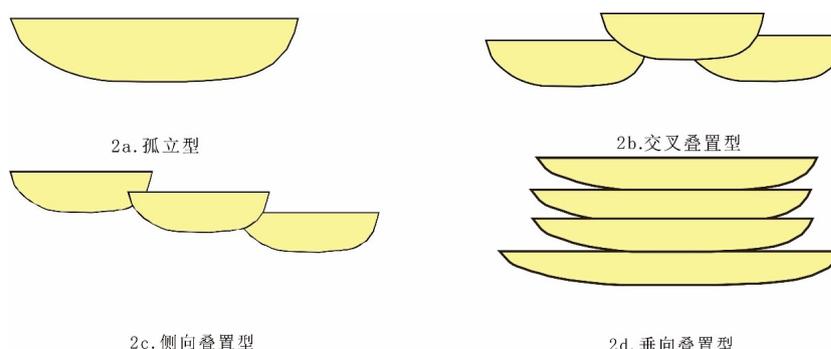


Figure 2. Overlay style of sand body
图 2. 砂体叠置样式

2.2.3. 差异化井位部署

根据临兴中区致密砂岩气藏有效砂体的地质特征, 结合垂向砂体叠置率, 在沉积砂体精细刻画的基础上, 提出工区开发井位部署原则: 1) 气层叠合厚度较大地区且含气范围小于 1 km^2 以直井、定向井为主; 2) 单层含气范围大于 1 km^2 则需要辅助部署水平井高效动用储量; 3) 气层集中度较高地区则以水平井为主, 直井、定向井为辅。

1) 井网设计

考虑气层集中程度、剩余储量及砂体叠置模式等因素, 以储量控制程度为标准, 针对不同砂体分布模式, 提出如下井网设计模式: ① 对于气层集中度好的区域, 依据储集层展布方向在多边形叠合发育区沿主砂体展布方向部署两口水平井, 控制区内本层剩余储量; 其余层系采用 5 口直/定向井双半径井网进行开发(如图 3(a)); ② 在上古生界砂体多层式叠合发育区, 采用米字型布井, 避免开采后剩余储量高度碎片化(如图 3(b)); ③ 在上古生界砂体孤立式叠合发育区, 采用台子井作为导向井, 沿有效砂体分布方向部署 6 口水平井, 提高层内储量动用程度(如图 3(c)); 最终形成“丛式混合井组、多层系立体开发”的模式。

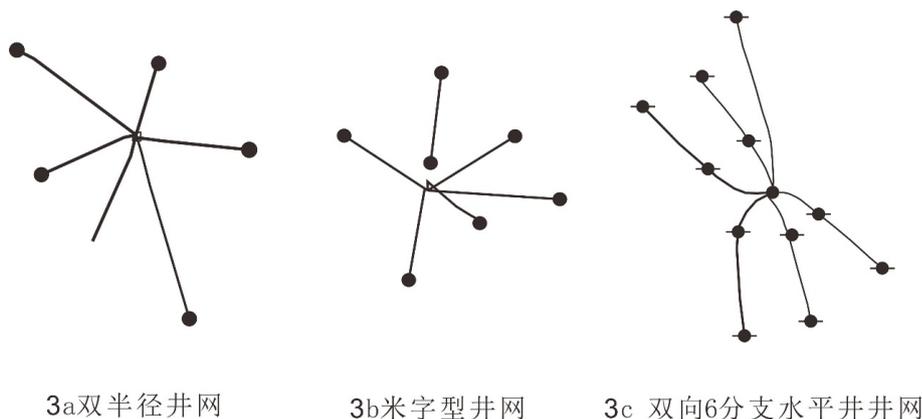


Figure 3. Different well patterns and well pattern patterns in Linxing Central District
图 3. 临兴中区不同井型、井网样式

2) 水平井井位部署

对储量集中度高的单层甜点区, 采用水平井井型开发[10] [11], 对水平井多种地质参数设计进行了优化研究, 形成了以“顺河道靠中心”为主线的水平井设计原则, 在钻探过程中根据钻头位置判断、地层视厚度分析及相应的轨迹调整指导水平井井位部署及随钻跟踪, 水平井钻探效果稳步提升。

对于河道宽度小于 1000 m 的气藏, 物性较好储层一般分布在河道中心位置, 储层物性向河道两边逐渐变差, 对于此类气藏, 水平井井眼在平面展布位置尤为重要, 水平井的方位不但要考虑最大主应力的方向, 同时要考虑水平井段在不同方向渗流的影响。通过数值模拟方法设置水平段在不同的河道位置、不同的河道砂体与水平段夹角、不同水平段长度条件下, 模拟其对控制储量、气井累计产量的影响。计算结果表明, 水平段越偏离河道中部, 相应指标越低。在该类型砂体部署水平井时, 应尽量靠近河道中部, 尽量部署在距河道中心 $50\sim 100 \text{ m}$ 范围内, 留足泄气半径, 避免轨迹钻到河道边部, 造成后期压裂及产能贡献低的问题。

另一方面, 对于含水饱和度较高, 后期产水风险较大的气层, 水平井靶点位置设计不但要考虑河道展布方向、与主应力夹角同时还要考虑水平段轨迹的起伏[12] [13]。根据水平井临界携液原理可知, 气水同出的井在积液程度较高时, 由于气量与液体接触更充分, 在达到一定流速时, 就更容易将积液表面的液体转变为波状分层流, 从而使液体被携带走。水平井实际生产过程中, 如果水平井 A 靶点高于 B 靶点,

或者轨迹中间有起伏，产出液体在携液过程中会有一部分留在井底或者水平段中间，并在重力流作用下慢慢聚集在 B 靶点或者低洼部位，随着生产进行地层能量逐渐降低，井底积液会越来越严重，最终会使水平井水平段完全被水淹而停产。在临兴中区上石盒子组部分低阻气藏部署水平井时，设计时应该采用砂体中下部中靶，中上部完钻的原则，同时要注意保持水平井段平滑，尽量避免起伏，以有利于气井携液和后期排水采气。

2.3. 地质工程一体化的分段压裂增产改造

2.3.1. 前期压裂存在的主要局限性

直井：临兴地区早期增产压裂方式为气层、差气层一次性全部射开，逐层上返压裂，中间多次进行起压井作业，造成单层测试无阻流量每压井一次损失近一半(图 4)，投产后的产能表现远低于测试阶段，生产表现不佳。

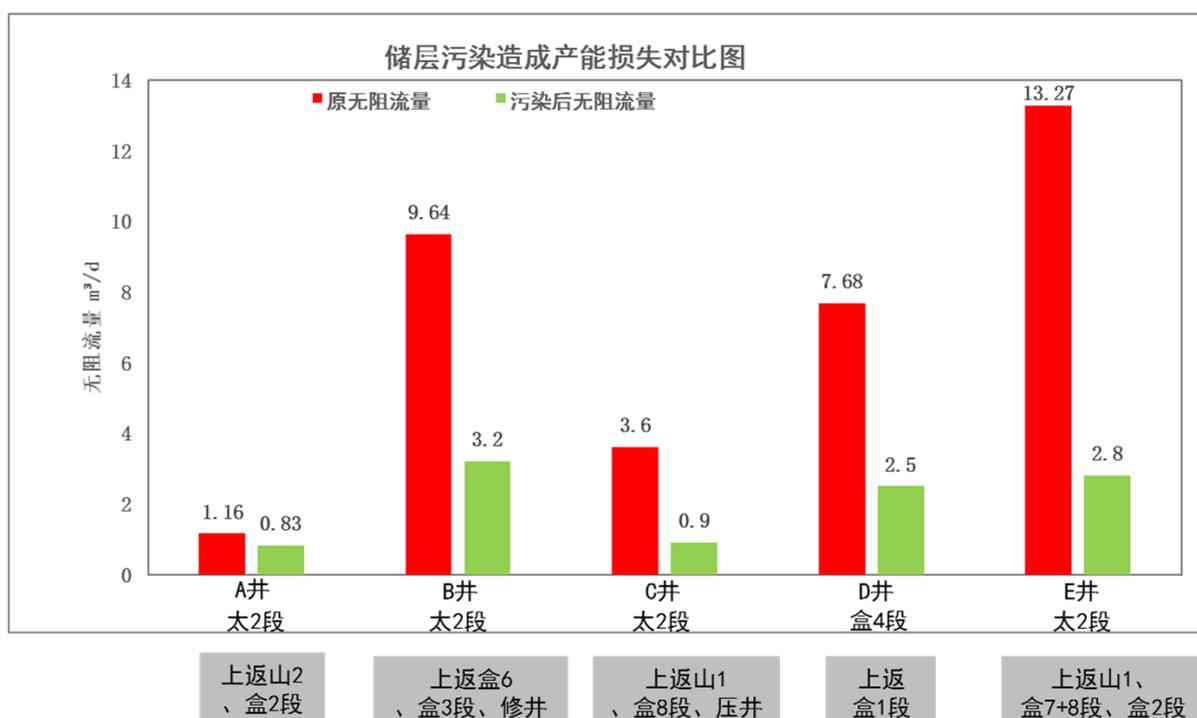


Figure 4. Comparison of productivity loss before and after killing

图 4. 压井前后产能损失对比图

水平井：早期水平井采用裸眼分隔器投球滑套的压裂方式，压裂起裂点无法精确控制，水平段泥岩段压后遇水容易垮塌，同时压裂自然选择起裂点无法有效避开潜在产液层，压后产能普遍偏低，部分井压后没有产能。

2.3.2. 地质工程一体化的裂缝布局和测试技术

直井：由于一体化管柱排量控制，将砂层全部射开单孔排量较低，压裂效果受限，经过研究论证，结合地质、测井的认识，认为控制射开有效气层厚度不超过 3 m，便于集中压裂，提升改造效果。经过优化后采用完井压裂一体化管柱对于所有要压裂的气层进行分压合试，一次性射孔后进行投球分段压裂，中间无压井作业，采用该方法后单层产能较原来提升 30% 以上。

水平井：采用套管固井射孔压裂完井，含气性甜点、破裂甜点、工程实施甜点“三甜点”综合优化

布缝方式。主要采用 Imaba 方法预测应力薄弱带、利用钻时比值法预测裂缝发育程度。裂缝发育程度，泥页岩非储层与储层段的钻时比值显示，一般储层段大于 1.5，高压储层或裂缝发育段多大于 4.0。钻时比高代表应力薄弱带，裂缝易起裂，结合随钻测井、岩性及气测显示，寻找地质上好的气层发育位置及工程上易压裂的位置进行选段、分簇，同时，利用一段多簇的密切割技术重点改造含气性好的气层，结合缝内暂堵技术实现精细切割、刹碎储层，最大限度形成复杂裂缝，提高气井产量。

3. 应用实例

以临兴中区某井台为例，该井台主要目的层为石盒子组 4 段、6 段及 7 段，地质储量 4.35 亿方，其中主力目的层盒 4 段垂厚 11.8 m，通过对该井含气储层分布层位及平面上含气范围的组合，最终确定在该井台部署 3 口直定向井、1 口大斜度井、1 口水平井的立体开发模式，实现储量的同时、整体动用。

该井台盒 4 段水平井水平段长 623 m，砂岩 592 m，其中有效储层 558 m，砂岩钻遇率 95.12%，气层钻遇率 89.6%。根据蚂蚁体追踪裂缝预测结果及钻时比值法，优选脆性较好的位置进行射孔，分 8 段进行压裂，压后无阻流量为 $6.92 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，为临兴地区盒 4 段产能最高的一口水平井。

4. 结论

1) 建立在精细地质研究基础上的叠前同时反演的岩石物理分析更加具有针对性，相应的反演结果是将地质概念与物探方法进行了有机的结合，在此基础之上进行的叠前地质统计学反演提高了垂向气层预测的分辨率，有效储层预测符合率更高，有效气层钻遇率具有显著提升。

2) 基于有效储集层的精细刻画，结合直井、定向井和水平井的优势，形成临兴中区差异化井网的立体开发技术，实现垂向多层含气储量同时动用，提高了储量动用率，同时也提高了产能建设的速率。

3) 水平井位的部署要充分考虑后期生产因素，压裂增产措施在充分考虑岩性的同时，选择裂缝发育区及脆性较大的地区是高产的重要因素。

参考文献

- [1] 尹艳树, 翟瑞, 吴胜和. 综合多学科信息建模——以港东开发区二区六区块储层微相三维分布模型为例[J]. 古地理学报天然地球科学, 2007, 18(3): 408-411.
- [2] 杨国平, 张吉, 强小龙, 等. 水平井地质导向技术在致密砂岩气藏中的应用及技术难点[J]. 天然气勘探与开发, 2014, 37(4): 58-63.
- [3] 吴胜和, 刘英, 范峥, 等. 应用地质和地震信息进行三维沉积微相随机建模[J]. 古地理学报 2003, 5(4): 439-449.
- [4] 程立华, 吴胜和, 贾爱林, 等. 综合多信息进行地震约束储层随机建模——以准噶尔盆地庄 1 井区 J1S22 砂组为例[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2008, 28(3): 128-131.
- [5] Yao, T. (2000) Integration of Seismic Attribute Map into 3D Facies Modeling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 27, 69-84. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(00\)00048-6](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(00)00048-6)
- [6] Chen, Q and Sidney, S. (1997) Seismic Attribute Technology for Reservoir Forecasting and Monitoring. *The Leading Edge*, 16, 445-450. <https://doi.org/10.1190/1.1437657>
- [7] Kalkomey, C.T. (1997) Potential Risks When Using Seismic Attributes as Predictors of Reservoir Properties. *The Leading Edge*, 16, 247-251. <https://doi.org/10.1190/1.1437610>
- [8] Araktingi, U.G. and Bashore, W.M. (1992) Effects of Properties in Seismic Data on Reservoir Characterization and Consequent Fluid-Flow Prediction When Integrated with Well Logs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Washington DC, 4-7 October 1992, 913-926. <https://doi.org/10.2118/24752-MS>
- [9] Yang, C.T., Chopra, A.K., Chu, J., et al. (1995) Integrated Geostatistical Reservoir Description Using Petrophysical, Geological, and Seismic Data for Yacheng 13-1 Gas Field. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, 22-25 October 1995, 357-372. <https://doi.org/10.2118/30566-MS>
- [10] 杨华, 魏新善. 鄂尔多斯盆地苏里格地区天然气勘探新进展[J]. 天然气工业, 2007, 27(12): 6-11.

-
- [11] 王振彪. 水平井地质优化设计[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(6): 78-80.
- [12] 黄根炉, 赵金海, 赵金洲, 等. 基于地质导向的水平井中靶优化设计[J]. 石油钻采工艺, 2004, 26(6): 1-3.
- [13] 张吉, 陈凤喜, 卢涛, 等. 靖边气田水平井地质导向方法与应用[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(1): 137-140.