

动态监测资料在东胜气田开发中应用分析

韩蓬勃

(中国石化华北油气分公司采气二厂,陕西 咸阳 712000)

摘要:随着气田的不断开发,气藏的生产特征、流体渗流规律不断发生变化,地下的气水分布越来越复杂。为了进一步提高对气藏的认识,了解气藏流体流动状况及气藏物性参数,需要对气藏进行动态监测。以东胜气田实际监测的产气剖面、压力、流体等开发方面动态监测资料为基础,优选不同区块、不同层位生产气井为研究对象,结合气田实际生产情况,浅析开动态监测资料在东胜气田开发中的应用。研究表明动态监测资料在东胜气田开发分析中应用普遍,常规的动态监测手段为分析气井各产层贡献情况、气藏压力保持水平、井筒流态变化规律、优化排采措施及预测动态可采储量等各项开发指标提供有效依据;对深化气藏认识、调整开发策略、制定下步开发方案有重要意义。

关键词: 气井;动态监测;产出特征;流体渗流规律

中图分类号:TE37 文献标志码:A

Application analysis of dynamic monitoring data in the development of Dongsheng Gasfield

HAN Pengbo

(No.2 Gas Production Plant of North China Oil and Gas Company, SINOPEC, Xianyang 712000, China)

Abstract: With the continuous development of gas fields, the production characteristics and fluid flow law of gas reservoirs are constantly changing, and the distribution of gas and water underground is becoming more and more complicated. In order to further improve the understanding of the gas reservoir, it is necessary to carry out dynamic monitoring of the gas reservoir to understand the fluid flow condition and the physical parameters of the gas reservoir. Based on the dynamic monitoring data of gas production profile, pressure, fluid and other development aspects of the Dongsheng Gasfield, selected production wells of different blocks and layers as research objects, the application of the dynamic monitoring data in the development of the Dongsheng Gasfield is analyzed in light of the actual production situation of the gas field. The study shows that dynamic monitoring data is commonly used in developing and analyzing the Dongsheng Gasfield. The conventional dynamic monitoring methods provide a practical basis for analyzing the contribution of each production layer of the gas wells, the reservoir pressure maintenance level, the change law of wellbore flow pattern, the optimization of drainage and production measures, the prediction of the dynamic recoverable reserves and other development indexes. It is significant to deepen the understanding of the gas reservoir, adjust the development strategy, and formulate the next development plan.

Key words: gas well; dynamic monitoring; output characteristics; law of fluid flow

引用格式: 韩蓬勃. 动态监测资料在东胜气田开发中应用分析[J]. 复杂油气藏, 2023, 16(4): 427-432.

HAN Pengbo. Application analysis of dynamic monitoring data in the development of Dongsheng Gasfield [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2023, 16(4): 427-432.

开发过程中动态监测的对象主要是生产井、排水井及气田水回注井等,常见的动态监测内容主要包括压力、温度、产出剖面、流体性质及组分等^[1]。东胜气田处于勘探开发初期,气藏的动态监测工作刚刚开展,目前尚无成功的方法可循,由于其致密高含水气藏的独特性,给动态监测技术的应用带来一定的难度,主要表现在三个方面:①东胜气田地层渗透性差,测试时压力恢复缓慢,但关井时间短,

压恢曲线很难出现续流段,造成试井解释的多解性,无法较准确地解释地层参数;②气井不能靠自身能量携带积液,进行过泡沫排水采气的气井,产出水中大都含有泡沫剂,影响了流体监测的数量与

收稿日期:2023-03-16;改回日期:2023-07-12。

作者简介:韩蓬勃(1994—),硕士,工程师,主要从事油气田开发研究工作。E-mail:pepehan@163.com。

质量;③气田以低渗—超低渗气藏为主,按照常规气藏开展大量的监测是不现实的,必须进行合理的气田动态监测规划,以较小的工作量获取最好的气藏信息。目前东胜气田已开展产出剖面、流体、压力恢复监测等相关工作,但未进行连续性监测分析,动态监测资料系统应用较少,由此导致对于致密高含水气藏气井产出特征和流体规律认识不够清楚^[2]。通过对东胜气田近年来气井动态监测资料系统研究,分类分析动态监测资料在东胜气田的应用,以期为该区异常井的治理、动态可采储量预测、区块增储上产、动态监测方案及措施方案的制定提供分析依据。

1 气田概况

东胜气田位于鄂尔多斯盆地北缘构造带上,横跨伊盟隆起、伊陕斜坡、天环坳陷三个构造单元^[3-4]。气田构造复杂、气藏类型多样,沉积变化快、气水关系复杂^[5]。主要含气层系为二叠系下石盒子组盒3段、盒2段和盒1段,油藏埋深2 000~3 540 m,平均埋深2 800 m。主要为一套由北而南的冲积扇—冲积平原辫状河沉积,厚度110~150 m,发育辫流水道、心滩、河漫平原等微相,辫流河道砂体发育,但属于多期河道叠置,平面上砂体厚度变化较快,物性差异较大,心滩横向连续性差,河漫平原微相不发育^[6-8]。东胜气田平均含气饱和度为45%~55%,平均孔隙度为8.9%,平均渗透率为 $0.86 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于特低孔、超低渗储层^[9]。

东胜气田2017年投入开发,已建产独贵、十里加汗、什股豪及新召气区4个开发区块。独贵区位于盆地北缘沉积过渡带,古地貌变化大,沉积类型多样,砂体叠置关系复杂,发育岩性、构造—裂缝气

藏;十里加汗气区位于泊尔江海子断裂以南,伊陕斜坡北部,储层物性较好,以构造—岩性气藏为主;什股豪气区位于泊尔江海子断裂以北,伊盟隆起之上,发育辫状河沉积,砂体纵向多期发育,以岩性—构造气藏为主;新召气区位于伊陕斜坡、伊盟隆起、天环坳陷三个一级构造单元结合部,断裂、裂缝发育,以岩性、岩性—构造、构造—裂缝气藏为主。

东胜气田截至2021年底总井数571口,开井生产499口。平均套压5.7 MPa,日产气 $626.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、日产液2 818.9 m^3 ,液气比4.5。

2 动态监测开展情况

2021年东胜气田以井区为单元,立足全覆盖、连续定点监测与动态监测相结合,部署监测井网。充分应用压力、流体、产出测试等动态监测资料,对地层压力保持水平、井筒流态变化规律、合采井分层产出特征、产出流体组分变化特征开展分析,深化气藏认识。全年完成动态监测615井次,流压监测279井次,静压监测13井次,静压梯度监测142井次,压力恢复监测5井次,气井产出剖面测试8井次,流体监测168井次。

3 动态监测资料应用分析

3.1 产出剖面监测应用

气井开采过程中产出剖面测试是分析不同产层产出特征的一种重要的动态监测手段,可以为生产动态分析和开发调整提供第一手资料。通过气井产出剖面测试可以定量地描述气井各层段流体的贡献能力,掌握不同层段流体在不同物性条件下的产出特征^[10-11],选取位于气藏中部的D-1井进行光纤产出剖面测试(见图1)。

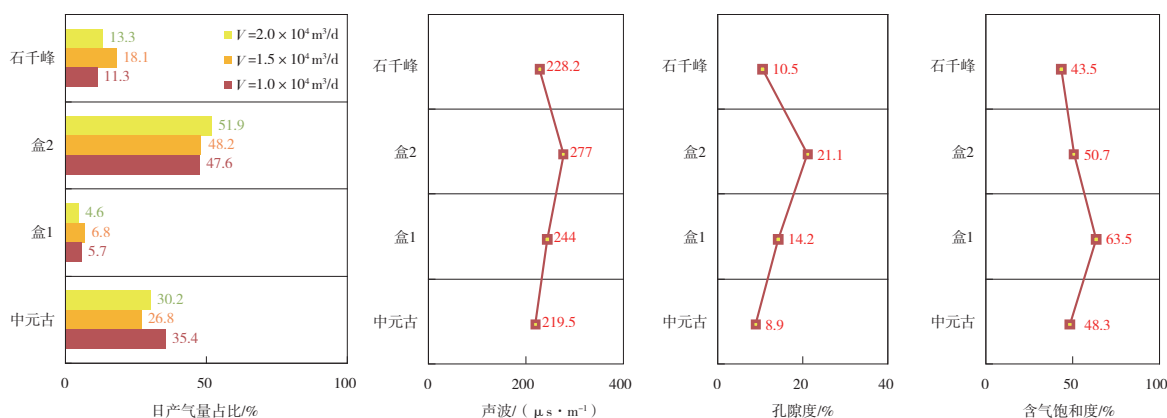


图1 D-1井产出剖面测试解释结果与物性关系

通过深度模型校正测试、3种工作制度测试、开井测试和井底压力计量等多种方法进行全井筒连续监测,全方位多角度地进行产出剖面的校正与解释,测试完成后,结合所有的数据进行校正分析,解释出采气速度为 $2.0\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 、 $1.5\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 、 $1.0\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 下的产气产水剖面^[9]。从产气剖面解释结果来看,盒2段储层在不同制度下产气占比分别为51.9%、48.2%、47.6%,三次测井分析结果均为主产层。该层温度、密度变化明显,流速变快,认为盒2段储层物性好、含气饱和度较高,压差较大,为主渗流层,产量贡献与储层物性呈正相关。石千峰组射孔层井段在喇叭口之上,物性、含气性较差,三层合

并解释为微产气层,三次测井结果分析为微产一次产层,产量占全井产量的11.30%~18.12%,产能基本稳定。盒1段射孔层井段稳定为微产气层。中元古界射孔层井段三次测井分析为次产气层,该层气水界面分界明显,温度、密度变化明显,流速变快。射孔层井段3 259.3~3 280.9 m和3 284.1~3 312.1 m合并解释为微产气层,石千峰、盒2、盒1段均不产水。

通过分析储层物性参数,盒2段主产层(盒2-2)自然伽马45.3 API,声波时差277 $\mu\text{s}/\text{m}$,孔隙度21.1%,含气饱和度50.7%(见表1),在各层位中物性最好,产量贡献与储层物性呈正相关,表明物性越好,产能贡献越大。

表1 D-1井储层物性参数统计

层位	气厚/ m	GR/ API	LLD/ ($\Omega\cdot\text{m}$)	AC/ ($\mu\text{s}\cdot\text{m}^{-1}$)	CNL/ %	DEN/ ($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	SH/ %	ϕ / %	K/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	S_{g} / %	解释结论
石千峰	6.7	36.7	32.6	228.2	7.7	2.4	5.4	10.5	0.39	43.5	差气层
盒2-2	8.5	45.3	8.1	277.0	14.2	2.4	10.5	21.1	6.01	50.7	气层
盒1-2	2.4	40.5	29.2	244.0	10.8	2.5	3.9	14.2	0.93	63.5	气层
中元古	9.3	57.8	64.2	219.5	5.7	2.5	7.0	8.9	0.27	48.3	裂隙含气层

3.2 压力监测应用

3.2.1 判断气井积液状况

利用流压或静压梯度测试资料分析井筒流态变化规律,判断积液状况,及时优化泡排,指导水淹、关停井复产,充分释放气井产能,为排采工艺制度优化提供指导^[12]。

D-2井位于东胜气田独贵气区南部河道中部,9月14日进行静压梯度测试,静压温度回归曲线如图

2所示,两条回归直线交点在1 704 m,回归直线斜率所代表的梯度值分别为0.000 3 MPa/m、0.006 6 MPa/m,分析认为积液面在井筒1 704 m处,1 704 m以下为液体,以上为气体。该井初期气举复产时效短,分析认为气举时泡排用量不足导致起泡效果较差,液量较大,当前气量小于临界携泡流量,无法满足携液。后期通过提高泡排加注量及频次,11月份以日产气 $0.7\times 10^4\text{ m}^3$ 实现连续生产(见图3)。

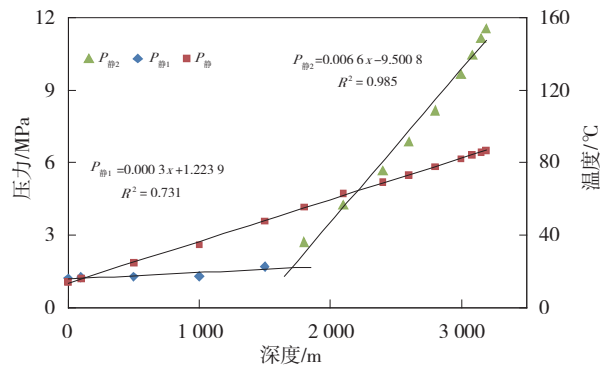


图2 D-2井静压温度梯度回归曲线

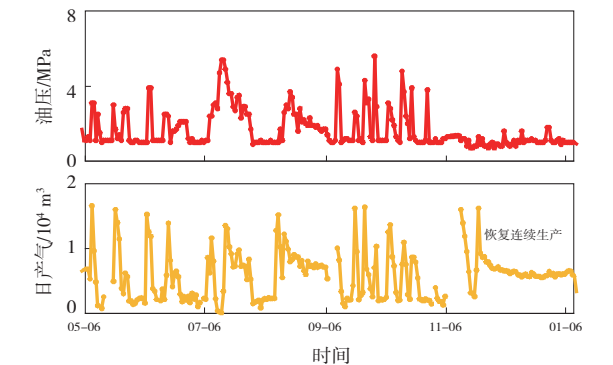


图3 D-2井生产曲线

利用静压梯度测试数据,指导126井次水淹井、关停井的井筒积液分析(见表2),2021年对东胜气

田62口井气举复产,日产气恢复 $70.8\times 10^4\text{ m}^3$,全年累计增气 $1\,536\times 10^4\text{ m}^3$ 。

表2 水淹井气举复产统计

序号	井号	测压时间	垂深/ m	压力/ MPa	压力梯度/ (MPa·100m ⁻¹)	液面/ m	套压/ MPa	气举后日产气/ 10 ⁴ m ³
1	D-5	2021-07-14	3 268	3.9	0.19	2 426	2.8	1.2
2	D-6	2021-04-13	3 048	12.4	0.26	2 599	3.0	0.8
3	D-8	2021-09-14	3 141	5.8	0.42	1 110	3.0	0.7
...
60	D-37	2021-02-07	3 063	5.4	0.34	1 869	2.5	2.0
61	D-46	2021-09-14	3 083	9.2	0.98	2 373	2.5	1.4
62	X-60	2021-06-07	3 438	17.3	0.59	2 620	5.7	0.5
小计								70.8

3.2.2 评价地层压力保持水平

油气田投入开发后,关井恢复压力后所测得的油气层中部压力称为静压,它代表测压时的油气层压力,是衡量地下油气层能量的标志^[13]。东胜气田构造复杂、气藏类型多样、沉积变化快,不同区块开发时期不同,地层压力保持水平存在一定差异。利用静压测试结果与原始地层压力比值评价东胜气田不同井区、不同气藏地层压力保持水平(见表3)。

研究表明,该区地层压力保持水平在50%~90%之间,受开发时期影响,独贵气区盒1段、盒3段气藏和什股豪气区盒2段气藏压力保持水平低,分别为49.3%、48.3%和63.2%,采出程度较高。十里加汗和新召气区为气田开发新区块,盒1段气藏压力水平保持较高,分别为90.8%和75.2%,受高产液影响,新召气区采出程度和气藏压力保持水平匹配程度较差。

表3 东胜气田地层压力保持水平统计

气区	层位	累产量/ 10 ⁸ m ³	采出程度/ %	井数/ 口	原始地层压力/ MPa	静压监测/ MPa	压力保持水平/ %
独贵	盒1段	33.37	7.82	2	27.2	13.4	49.3
独贵	盒3段	8.19	7.06	2	26.9	13.0	48.3
什股豪	盒2段	3.17	5.83	2	19.0	12.0	63.2
十里加汗	盒1段	1.35	3.61	3	25.0	22.7	90.8
新召	盒1段	3.19	5.77	2	31.5	23.7	75.2

3.2.3 计算动态储量

流压又称流动压力,是气井正常生产时测的气层中部压力。在东胜气田开发过程中,进行骨架井网连续流压监测^[14],利用连续流压监测数据可进行动态储量核算。

定容封闭气藏压降法计算动态储量的公式为:

$$\frac{P_e}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G_d} \right) \quad (1)$$

若设 $A = (P_i/Z_i)(1/G_d)$, $B = P_i/Z_i$,

$$\text{则 } P_e/Z = -AG_p + B \quad (2)$$

式中, G_d 为气藏动态地质储量,10⁸ m³; G_p 为气井累积产气量,10⁸ m³; P_i 为原始地层压力,MPa; P_e 为当前地层压力,MPa; Z_i 为原始气体偏差系数; Z 为

P_e 对应的气体偏差系数。

当地层气体流动达到边界控制流时,定产生产情况下,平均地层压力的变化与井底流压同步,进而可以利用井底拟流压(P_{wf})来代替广义物质平衡法中的拟地层压力进行物质平衡计算,即 $P_{wf}/Z = -AG_p + B$ (见图4)。

S-1井位于东胜气田什股豪气区北部河道边部,该井自2014年连续流压监测,投产初期地层流压15.9 MPa,截至目前连续监测14井次,均无积液情况,监测数据相对真实可靠。根据流压与累计产气量在拟稳态阶段变化规律,拟合系数 $A = -0.0023$,原始地层压力 $P_i = 18.7$ MPa, $Z_i = 0.976$,计算S-1井单井动态储量为 $8\,347 \times 10^4$ m³ (见图5)。

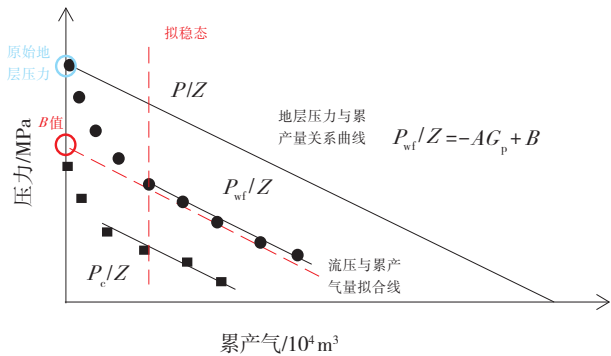


图4 拟压力与累产气关系曲线

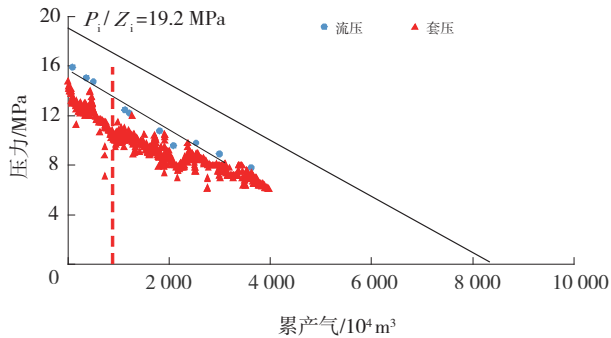


图5 S-1井拟流压与累产气关系曲线

3.3 压力恢复监测应用

研究区W1井压恢测试从10月20日-11月19日历时30 d,利用压恢试井数据以及该井基础参数数据,采用压恢解释软件建立了W1井双对数曲线(见图6)和压恢半对数曲线拟合图(见图7)。

在早期续流段(井筒储集系数响应),早期压力及压力导数曲线重叠以45°上升,具有典型的井筒储集特征,井储时间持续约30 h;中期压力导数曲线呈驼峰状,表明该井近井地带存在一定程度的污染。而后压力导数曲线以1/2斜率攀升,虽然压力及压力导数曲线开口较大且没有典型的线性流平行通道特征,但该井由于产气量低,生产过程中携液能力差产生的井底积液对近井地带的气体流出产生阻碍,造成压恢曲线上表现出表皮系数大的特征,同时也掩盖了部分压裂后线性流的曲线特征,整个测试期间内未出现径向流段。

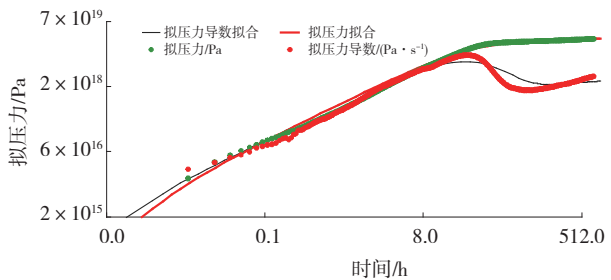


图6 压恢双对数曲线拟合

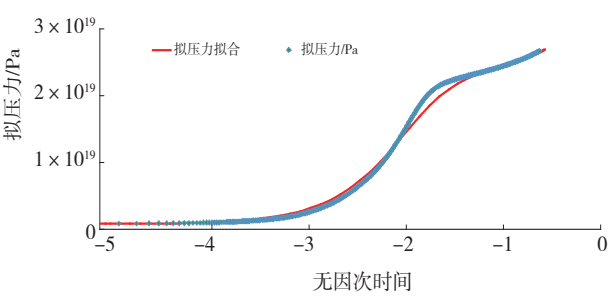


图7 压恢半对数曲线拟合

应用平均产量数据解释,选取井储+表皮模型+裂缝模型+均质无限大解释模型进行相关参数拟合,完成了压恢试井解释。解释井筒储集系数为0.994 m³/MPa,表皮系数为2.86,说明试气过程近井地带储层存在污染,与气井生产特征相符(见表4)。

表4 W1井盒1-3层气层压恢解释结果

参 数	压恢解释结果
中深平均地层压力/MPa	22.947(垂深3 485.46 m)
地层系数/(10 ⁻³ μm ² ·m)	0.117
渗透率/10 ⁻³ μm ²	0.039 1
表皮系数	2.86
井储系数/(m ³ ·MPa ⁻¹)	0.994
裂缝半长/m	31.2
导流能力/(10 ⁻³ μm ² ·m)	100

3.4 流体监测应用

2021年东胜气田流体监测168井次,其中气样监测98井次,水样监测70井次,水样监测分析表明,什股豪、十里加汗气区氯根和矿化度比新召、独贵气区低,水样连续取样结果显示:随着开发的深入,各气区氯离子和矿化度逐年上升,表明地层岩石被不断冲刷,地层中离子不断释放,水样监测用于判断产出水类型及地层水成因分析。

气样连续取样结果显示C₄/C₅含量不断上升,投产年限越长,重烃组分占比不断增加,凝析油对泡排剂性能影响越大,气样监测可用于指导不同井区、不同开发阶段泡排剂的选择,提高泡排效果。凝析油重烃组分越高,相同凝析油含量的发泡率和携液率下降15%~40%,相同泡排剂类型提高泡排剂浓度到0.7%以上,可缓解重质组分凝析油消泡问题。通过提高D-3井泡排剂浓度,发泡率显著提升,UT-7浓度达0.7%以上,携液率提升33%~38%(见表5)。

表5 不同凝析油含量下泡排剂浓度与气井携液率关系

井号	UT-7/ %	携液率/%			
		5%凝析油	10%凝析油	20%凝析油	30%凝析油
D-3	0.3	65.8	50.2	18.0	0.0
	0.5	83.6	82.6	45.0	10.1
	0.7	92.8	90.7	62.8	21.2
	1.0	95.2	94.5	72.0	25.5

4 结论

(1)利用产出剖面资料开展气井各层产出特征分析,明确层间物性差异、采气速度对分层产出状况的影响,产量贡献与储层物性呈正相关,表明物性越好,产能贡献越大。产出剖面监测对气井开采初期合理优化采气速度、控制压降速率和提高合采层产气能力提供指导。

(2)静压梯度测试资料用于评价地层压力保持水平、分析井筒流态变化规律和优化排采制度,2021年指导水淹井、关停井复产62口井,全年累计增气1 536×10⁴ m³。流压监测资料用于动态储量计算,落实气藏动用状况。

(3)利用压力恢复监测资料获取气井近井地带储层污染情况,辅助气井动态分析,为下步措施提供依据。流体监测对分析气藏流体组分变化特征,优化泡排剂性能及加注制度,提高泡排效果提供指导。

参考文献:

[1] 张小军,王小鲁,沈生福,等.涩北气田动态监测体系及优化研究[J].天然气勘探与开发,2012,35(3):37-40.

[2] 刘芯羽,王永林,张彦斌,等.基于常规动态监测的低渗气藏气井积液辨识方法[J].内蒙古石油化工,2019,45(9):116-118.

[3] 赵永刚.低阻气层测井识别和评价新方法——以鄂尔多斯盆地东胜气田为例[J].天然气工业,2020,40(9):47-54.

[4] 谭东萍,罗龙,谭先锋,等.东胜气田二叠系下石盒子组致密砂岩成岩作用及成储效应[J].特种油气藏,2021,28(5):68-76.

[5] 付锁堂,费世祥,叶珍,等.致密砂岩气藏水平井参数优化[J].天然气工业,2018,38(4):101-110.

[6] 彭胜琴.杭锦旗地区中晚元古界油气地质特征与勘探潜力分析[D].西安:西北大学,2009.

[7] 纪文明,李潍莲,刘震,等.鄂尔多斯盆地北部杭锦旗地区上古生界气源岩分析[J].天然气地球科学,2013,24(5):905-914.

[8] 彭威龙,庞雄奇,向才富,等.苏里格地区上古生界连续型致密砂岩气成藏条件及过程分析[J].地质科技情报,2016,35(3):180-185.

[9] 张宗辉.东胜气田独贵气区水平井产出剖面应用分析[J].天然气技术与经济,2021,15(4):18-24.

[10] 范继武,许珍萍,刘莉莉,等.苏里格气田强非均质致密气藏水平井产气剖面[J].新疆石油地质,2022,43(3):341-345.

[11] 闫正和.水平井产出剖面监测新方法[J].油气井测试,2022,31(2):49-56.

[12] 严鸿,商绍芬,张铭,等.安岳气田高石梯区块上震旦统灯四段气藏动态监测及认识[J].天然气技术与经济,2020,14(4):5-11.

[13] 袁玥,曾慧,谢丹,等.川西气区动态监测结果异常原因分析[J].中外能源,2022,27(1):56-62.

[14] 李小东,任飞,杨勇,等.用物质平衡法结合流压速率确定天然水体规模[J].中外能源,2021,26(2):35-38.

(编辑 卞 炜)