

文章编号: 0253-2697(2017)02-0208-09 DOI:10.7623/syxb201702008

饶阳凹陷复杂砂岩储层产能测井预测方法

周明顺¹ 范宜仁^{2,3} 刘志杰^{2,3} 吴剑锋¹ 李辉¹ 宋岩⁴ 高衍武⁵

(1. 中国石油华北油田公司勘探开发研究院 河北任丘 062552;

2. 中国石油大学地球科学与技术学院 山东青岛 266580; 3. 中国石油大学 CNPC 测井重点实验室 山东青岛 266580;

4. 高新技术装备产业园区 江苏泰州 225500; 5. 中国石油集团测井有限公司油气评价中心 陕西西安 710077)

摘要:饶阳凹陷砂岩储层物性较差,原油黏度差异大,异常高压普遍发育,简单的产能预测模型难以满足测井精细评价的需要。基于生产测试数据和油-水两相渗流理论,深入分析了储层物性、原油黏度及饱和度、地层压力等对产能的影响,建立了压力校正的变黏度产能测井评价方法,实现了油、水产能的有效分离,为储量评价、施工方案设计等提供了依据。研究表明:储层的渗透性对产能具有决定性作用,油、水产量与渗透率成正比;原油产量与原油黏度成反比,在稠油层中影响更为明显,对水的产量影响较小;储层的异常高压也是影响产能的特殊因素,异常高压层油、水产能明显偏大。

关键词:复杂砂岩储层;原油黏度;异常高压;产能预测;油水分离

中图分类号:TE32

文献标识码:A

Logging prediction method for productive capacity of complex sandstone reservoirs in Raoyang sag

Zhou Mingshun¹ Fan Yiren^{2,3} Liu Zhijie^{2,3} Wu Jianfeng¹ Li Hui¹ Song Yan⁴ Gao Yanwu⁵

(1. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Huabei Oilfield Company, Hebei Renqiu 062552, China;

2. School of Geosciences, China University of Petroleum, Shandong Qingdao 266580, China; 3. CNPC Key Laboratory

of Well Logging, China University of Petroleum, Shandong Qingdao 266580, China; 4. High-tech Equipment Industry

Park, Jiangsu Taizhou 225500, China; 5. Oil and Gas Evaluation Center of CNPC Well Logging Company Limited, Shaanxi Xi'an 710077, China)

Abstract: Sandstone reservoirs of Raoyang sag are characterized by poor physical property, great differences in crude viscosity and wide development of abnormal high pressure. The simple capacity prediction model is unable to satisfy the requirement of accurate logging assessment. Based on production test data and the oil-water two-phase flow theory, this study deeply analyzed the influences of reservoir physical properties, crude viscosity and saturation as well as formation pressure on capacity, and created the viscosity-varying capacity logging evaluation method with pressure correction, thus achieving the effective separation of oil-water capacity and providing the basis for reservoir evaluation and construction planning. The results show that the production capacity is dominated by the permeability of reservoir and proportional to oil-water production capacity. The production capacity of oil is inversely proportional to crude viscosity with more significant influences on heavy oil, but less impact on water production. The abnormal high pressure of reservoir is also a particular factor to influence production capacity, where oil-water production capacity is significantly large.

Key words: complex sandstone reservoir; crude viscosity; abnormal high pressure; capacity prediction; oil-water separation

引用:周明顺,范宜仁,刘志杰,吴剑锋,李辉,宋岩,高衍武. 饶阳凹陷复杂砂岩储层产能测井预测方法[J]. 石油学报, 2017, 38(2): 208-216.

Cite: ZHOU Mingshun, FAN Yiren, LIU Zhijie, WU Jianfeng, LI Hui, SONG Yan, GAO Yanwu. Logging prediction method for productive capacity of complex sandstone reservoirs in Raoyang sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(2): 208-216.

产能预测是油气田勘探开发的关键环节,与资源量评价和开发方案制定密切相关,是学术界和工业界的热点研究问题之一^[1-3]。地球物理测井可反映地层岩性、物性、流体等性质,是产能预测的重要手段。近

年来,国内外学者围绕产能预测提出了许多测井评价方法,其中产能指数法是一种较为普遍的方法,该方法根据不同区域的影响因素,分析不同的测井响应,选取不同的测井产能敏感参数,从而建立区域性的测井

基金项目:国家自然科学基金项目(No. 41474100, No. 41674131)和中国石油华北油田公司科技项目(HBYT-YJY-2014-JS-341)资助。

第一作者:周明顺,男,1963年5月生,1985年获江汉石油学院学士学位,现为中国石油华北油田公司勘探开发研究院地球物理室主任、高级工程师,主要从事测井解释与评价方法研究。Email: yjy_zhoums@petrochina.com.cn

通信作者:范宜仁,男,1962年10月生,1982年获华东石油学院学士学位,2002年获中国地质大学(北京)博士学位,现为中国石油大学(华东)CNPC测井重点实验室主任、中国石油大学地球科学与技术学院学术委员会副主任、教授、博士生导师,主要从事测井方法理论、测井综合解释及岩石物理方面教学与研究工作。Email: fanyiren@upc.edu.cn

产能模型,在部分区域能够取得较好的预测效果^[4-7];随着信息处理技术的不断发展,一批智能算法被应用于产能预测,包括主成分分析、神经网络及灰色建模等方法,智能算法能够建立测井曲线与自然产能的关系,进而确定最优的产能预测模型^[8-12];基于经典平面径向流方程、结合必要的测井资料和工程参数的产能预测模型具有严格的理论基础,具有较普遍的适用性,适用于中高孔渗储层^[13-17]。以上方法均具有各自的优势,但对于流体类型多样、渗流机理复杂、影响因素众多及物性参数难以准确计算的复杂储层,其产能预测模型还有待改进和提升。

笔者以平面径向流方程为基础,结合区块特征,综合考虑油、水相渗流规律,基于黏度、渗透率和饱和度建立了两相流体的变黏度产能预测模型;针对异常高压储层,提出基于压力校正的产能预测方法。应用该产能预测模型的预测精度有了较大的提升,同时将油、水产能

分离,有效地解决了流体类型多样、流体黏度和异常压力对产能的影响,能够更好地指导饶阳凹陷油气开采。

1 研究区概况

饶阳凹陷位于渤海湾盆地冀中坳陷中部(图 1),呈 NNE 走向,是一个东断西超的新生代箕状凹陷,勘探面积约 600 km²,是华北油田重点勘探的区带^[18-26]。

研究区多为构造-岩性油气藏,沉积类型多样,属于典型的复杂储层,产能预测影响因素较多,计算精度较低。主要有以下特点:①储层岩性细,孔渗分布范围广[图 2(a)、图 2(b)],孔隙度为 2.31%~27.4%,渗透率为 0.01~1300 mD,物性差异大,整体物性差,属中低孔低渗储层,精细建模难度大;②原油黏度变化大,如图 2(c),为 4.2~2700 mPa·s,轻质油和稠油并存,整体产量偏低,产能预测效果差;③部分井区和层位存在异常高压储层,对产能的影响较大。

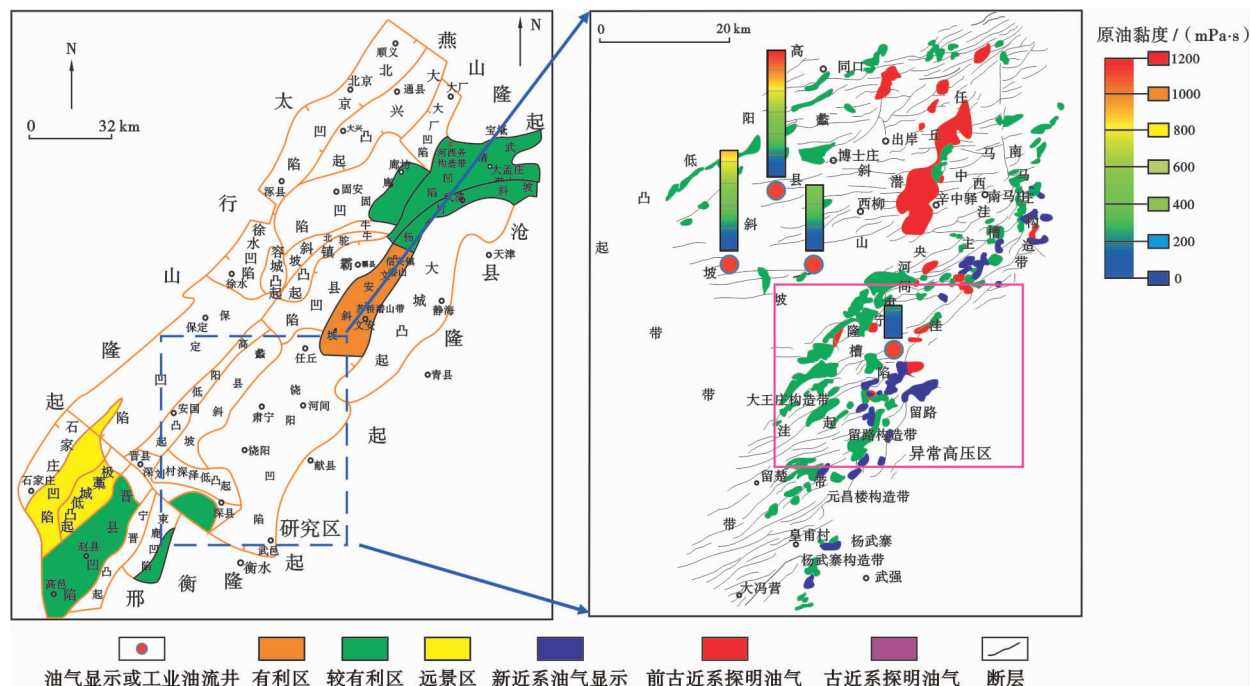


图 1 饶阳凹陷概况

Fig. 1 Overview of Raoyang sag

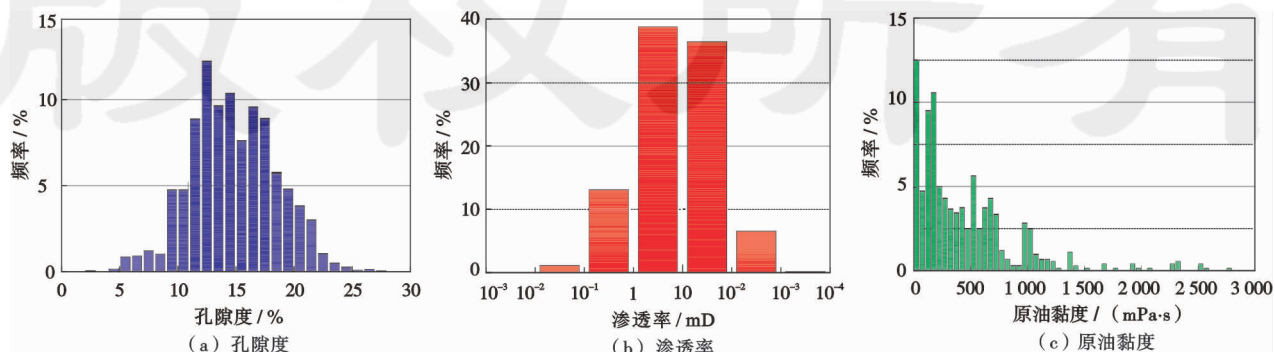


图 2 研究区概况统计

Fig. 2 Summary statistics of the study area

2 产能影响因素

2.1 孔隙度

油、水产能与孔隙度关系见图3(a)、图3(b)。从图中看到,储层孔隙度和油、水产能的有一定相关性,但相关性不好,说明了孔隙度参数表征的是岩石的储集能力,而反映流体产出的能力一般。其中产油量与孔隙度的相关性较差,产水量与孔隙度的相关性较明显,说明影响油、水产能的因素有所不同,其中产油的影响因素更加复杂。因此对于孔隙度参数,在表征储层产能时应结合地区特点合理选择。

2.2 渗透率

油、水产能与渗透率关系见图3(c)、图3(d)。从图中可知,渗透率是影响产能的重要因素,随着渗透率的增大,正常压实地层油、水产能呈指数规律增大;依据石油天然气行业标准,以50 mD为界可将储层分为低渗储层和高渗储层,其中高渗储层规律明显,即渗透性越好,规律性越明显;其中在正常压实地层中,图3(d)产水量与渗透率的关系较图3(c)产油量与渗透率的关系更为明显,表明渗透率是产水量的决定性因素,而产油量影响因素更为复杂,需做进一步分析;此外油、水两相流体在渗流过程中相互作用,影响油、水两相的有效渗透率,渗流规律也是影响产能的一个内在因素。

2.3 原油黏度

油、水产能与原油黏度关系见图3(e)、图3(f)。从图中可知,原油黏度也是影响产油量的重要因素,原油黏度越大,产油量越小;图3(e)正常压实地层中,以原油黏度50 mPa·s为界可分为轻质油和稠油,稠油部分黏度和产油量呈较好的相关性,原油黏度是影响原油产能的主导因素,原油黏度越大,产量越低,当黏度达到1000 mPa·s以上时,原油产量几乎为零,此时需要一定的措施才能将原油采出,而原油黏度小于50 mPa·s的轻质油中,原油黏度与原油产量的关系则不突出,此时可认为储层物性和原油黏度共同影响原油的产能。图3(f)中显示产水量和原油黏度关系不明确,因此结合渗透率分析可认为渗透率对水的产能起主导作用。

2.4 异常高压

异常高压层产能关系见图3。储层异常高压的存在会影响油气的运移和聚集,同时会影响油、气、水的产出,一般而言产量会增大,预测结果一般情况下会低于实际产量,这也和上述理论分析相一致。因此异常高压是影响产能的一个特殊因素,异常高压储层产能严重偏离正常的产能趋势线,对于这类储层应单独考虑建立产能预测模型。

综上所述,研究区具有复杂的特征共同影响产能预测的精度,包括储层的渗透性、油-水两相渗流规律、原油黏度和储层的异常高压等,急需一套完善的、适用于该工区的产能预测方法。

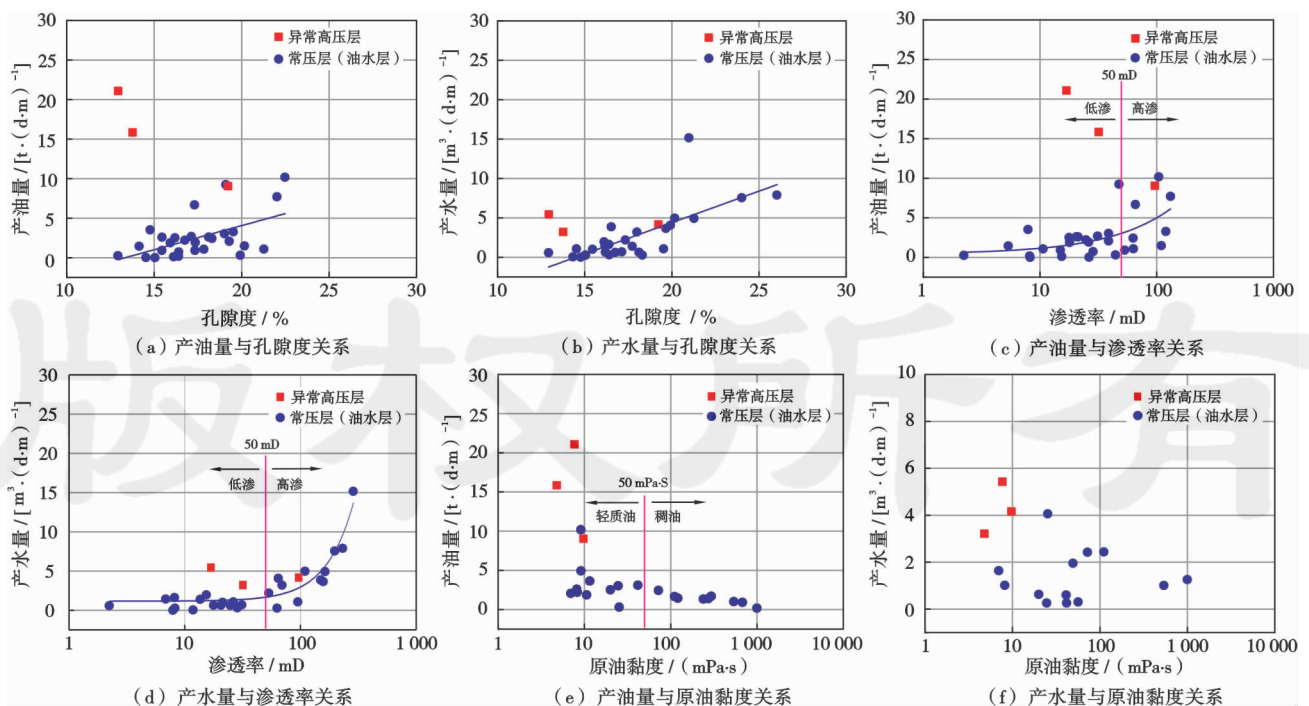


图3 产能影响因素分析

Fig. 3 Analysis on capacity factors

3 产能预测模型建立

在油田开发过程中,油、水层的产能受到诸多因素的影响,归纳起来大致可分为两大类:①储层因素,包括储层的岩性、物性、含油气性和流体性质;②工程因素,包括表皮系数和油井半径等^[7]。从渗流力学基本理论出发,油、水层的产量可表示为:

$$Q = \frac{2\pi K_e H(p_e - p_w)}{\mu \ln(R_e/R_w)} \quad (1)$$

在一个地区工作时,通常可认为一系列工程因素是固定不变的。从而可认为产量和渗透率存在着一种函数关系:

$$Q = f(K_e) \quad (2)$$

即油、水层产能指数可以表示为油、水层油(水)相有效渗透率的函数^[1],根据不同的流体性质(如原油的黏度不同等)、不同的储层性质(如储层的异常压力等),式(2)所表示的函数形式必然会有所不同。

常规的产能预测模型可根据式(2)建立。利用产液量与储层物性参数的关系建立如式(3)的常规产能预测模型:

$$Q_p = a \times (K/\phi)^b + c \quad (3)$$

$$Q = \sum_{i=1}^k h_i \times Q_p \quad (i = 1, 2, \dots, k) \quad (4)$$

预测效果如图4所示,其中每米日产液量利用式(3)计算,根据层厚利用式(4)计算日产液量。由前面分析可知,研究区产能影响因素众多,从图4中可知常规产能方法由于模型过于简单,预测精度较低,异常高压层预测结果偏低,因此简单的产能预测模型难以满足预测精度上的要求。

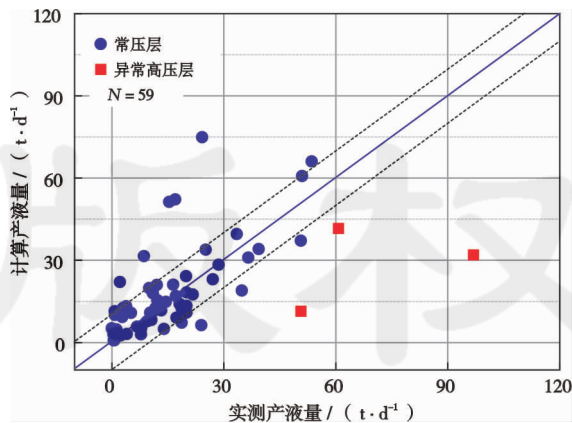


图4 常规产能预测方法效果

Fig. 4 Result of conventional capacity prediction method

考虑储层渗透性、两相流体渗流规律、原油黏度和储层异常高压对产能的影响,笔者从平面径向流模型出发,建立了两相流体产能预测模型,得到考虑黏度影

响的产能预测方法,针对异常高压层,提出基于异常压力校正的产能预测方法。

3.1 考虑黏度影响的两相流体产能预测模型

基于平面径向流产能方程,认为在同一工区内,除渗透率参数外,测井解释可将其他参数看作常数,因此可以得到单相流体时总产液量 Q 与有效渗透率 K_e 成正比:

$$Q \propto K_e \quad (5)$$

当在纯油层和纯水层中,分别考虑油和水的黏度,可得:

$$Q_o \propto K_o/\mu_o \quad (6)$$

$$Q_w \propto K_w/\mu_w \quad (7)$$

因此,油、水两相时可认为总产液量 Q 满足下面的式子:

$$Q \propto [K_o/\mu_o + K_w/\mu_w] \quad (8)$$

对于相对渗透率,各国学者对岩性、湿润性和胶结性不同的岩石,通过模拟实验,根据相关因素分析,建立了各种相对渗透率的表达式,如常用的皮尔逊方程、琼斯方程、乘方公式等,从这些表达式中可以得知,相对渗透率和饱和度参数有着密切的关系。这里采用下面两个公式:

$$K_{ro} = \left[1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{hr}} \right]^m \quad (9)$$

$$K_{rw} = \left[\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right]^n \cdot S_w^l \quad (10)$$

综上所述,利用绝对渗透率和相对渗透率计算有效渗透率,考虑原油黏度、饱和度因素,分别建立油相和水相的产能预测方程,从而得到如下的两相渗流变黏度产能预测模型:

$$Q_{po} = A \cdot \frac{K}{\mu_o} \left[1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{hr}} \right]^m + C_1 \quad (11)$$

$$Q_{pw} = B \cdot \frac{K}{\mu_w} \left[\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right]^n \cdot S_w^l + C_2 \quad (12)$$

$$Q_p = Q_{po} + Q_{pw} = A \cdot \frac{K}{\mu_o} \left[1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{hr}} \right]^m + B \cdot \frac{K}{\mu_w} \left[\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right]^n \cdot S_w^l + C_1 + C_2 \quad (13)$$

其中待定系数可通过最优化或多元拟合的方法确定,水的黏度取 $1 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,产液量、原油黏度以及渗透率、含水饱和度数据可以利用试油试采资料、分析化验资料和测井资料取得,从而获得两相渗流变黏度产能预测模型。

需要特别说明的是,原油黏度由测试数据得到,也可分不同的区块取黏度的近似值或平均值。在实际生产中若没有试油试采资料,可根据 LaTorraca^[26-27]等

人预测原油黏度的方法式(14)进行黏度的预测,再进行产能的预测。

$$\mu_o = \left[\frac{2210 + 469T_E^2}{T_{2,L,M} - (T_E + 0.5)} \right] \frac{T_K}{298} \quad (14)$$

图5、图6分别为产能建模效果和产能预测效果,其中每米日产液量利用式(13)计算,模型参数利用上述资料采用 Marquardt 最优化法计算,利用式(4)求取日产液量。

从预测效果可知,相对于常规产能预测方法,变黏度两相渗流法在建模效果和预测效果均有所提升,预测精度也较高,验证了该方法的可行性,但对于异常高压层的预测结果整体偏低。

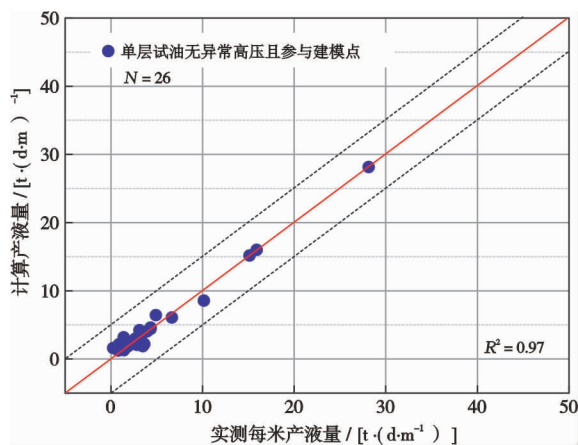


图5 产能建模效果

Fig. 5 Result of the capacity modeling

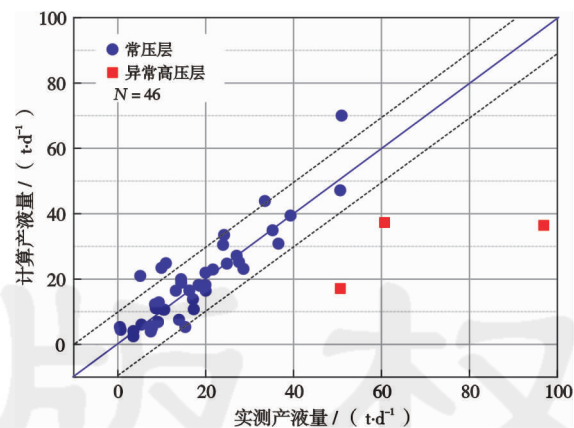


图6 产能预测效果

Fig. 6 Result of the capacity prediction

3.2 考虑异常压力的预测模型

从图6可以看出应用两相渗流法对异常高压层产能预测效果不佳,为解决异常高压储层产能预测结果偏低的问题,提出基于压力校正的产能预测方法。该方法针对异常高压层在两相渗流产能预测模型的基础上加入压力校正项,其中每米日产液量利用式(13)计

算,应用式(15)累加计算日产液总量。

$$Q = \sum_{i=1}^k h_i \times Q_p \times \left[1 + C \left(\frac{p}{p_w} \right)^3 \right] \quad (i = 1, 2, \dots, k) \quad (15)$$

其中压力数据可根据现有的测试资料获得,或利用声波测井资料预测地层压力的方法获得^[28]:

$$p = \frac{1}{10} \frac{(\rho_w - \rho_{bw})}{C} \ln \frac{\Delta t_0}{\Delta t} + \frac{1}{10} \rho_{bw} h \quad (16)$$

图7为压力校正后的新模型的产能预测效果。从图7可以看出,压力校正后,异常高压层产能预测结果偏低的问题有了很大的改善,达到了对异常高压层预测产能校正的目的,该方法可以应用于异常高压储层的产能预测。

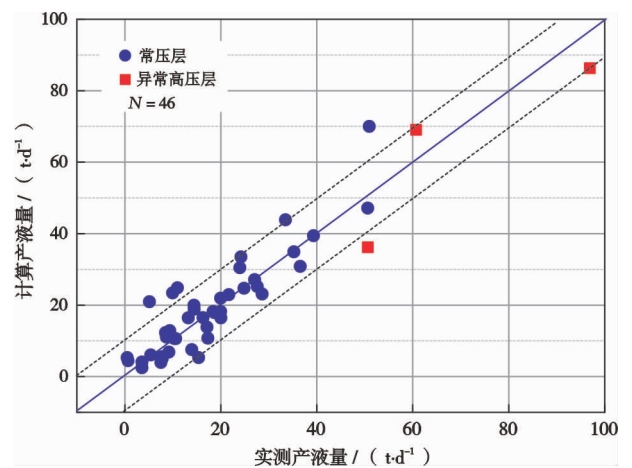


图7 异常高压层压力校正后预测效果

Fig. 7 Capacity prediction result in abnormal high-pressured formation after the pressure correction

4 效果分析

通过以上方法建立的考虑黏度和渗流规律的产能预测模型可对研究区的产能进行定量预测,针对有异常压力的储层在此基础上进行压力校正,较好地解决了工区复杂流体和复杂储层特征影响产能计算的问题,综合预测符合率达到90%以上,产能预测效果得到显著提高。

该方法能够有效地区分油、水产能,以图8给出的油、水产能预测结果为例,其中异常高压层产能是压力校正后的结果。从图8中可知,该方法能够将油、水产能有效分离,分离预测结果与测试资料对比综合误差小于12%,有较高的精度。部分层位预测与测试产能对比见表1。

高A井产能预测效果见图9,其中3号层为典型的稠油储层,测试原油黏度680 mPa·s,试油结论为油层,日产油10 t,不产水。常规产能预测结果为日产液17.6 t,预测结果偏大;新模型预测结果为日产油10.34 t,

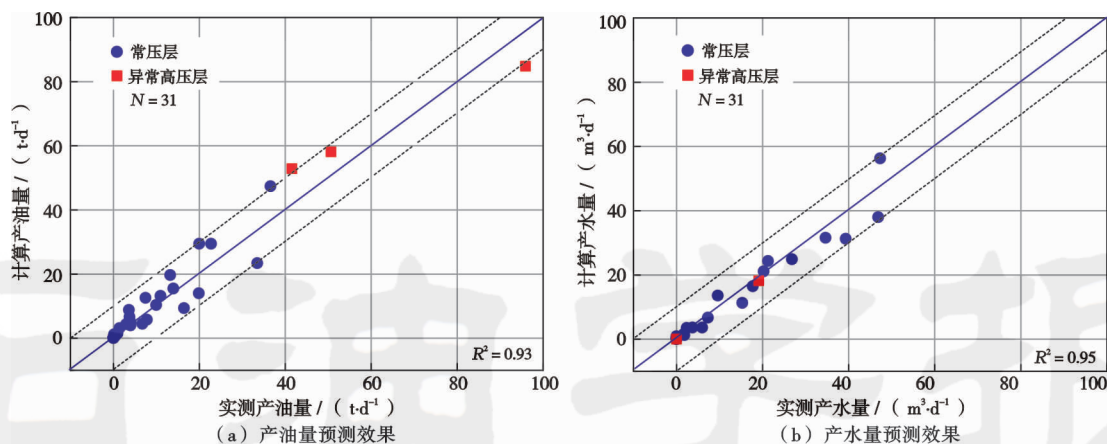


图 8 油、水产能分离效果

Fig. 8 Oil-water capacity separation result

表 1 新产能预测模型预测结果与常规结果及测试产量对比

Table 1 Comparison of tested capacity and predicted capacity from the new model and the conventional model

井名	层号	井段/m	厚度/m	评价参数		试油日产量			常规预测		相渗预测日产量		
				孔隙度/%	渗透率/mD	油/(t·d ⁻¹)	水/(m ³ ·d ⁻¹)	液/(t·d ⁻¹)	日产液/(t·d ⁻¹)	油/(t·d ⁻¹)	水/(m ³ ·d ⁻¹)	液/(t·d ⁻¹)	异常高压校正后产液/(t·d ⁻¹)
高 A	1	2848~2852	4	14.57	11.8	14	0	14	5.64	15.44	0.48	15.92	
	3	2951~2962	11	16.88	14.6	10	0	10	17.6	10.34	0.28	11.22	
高 B	1	2653~2661	8	18.5	22.9	11	0	11	15.92	13.2	0.4	13.6	
	3	2689~2692	3	17.7	13.6	4	3.76	7.74	10.47	3.96	3.57	7.53	
淀 A	7	3294~3298.6	4.6	24.4	198	0.19	34.65	34.84	21.94	1.16	31.5	32.66	
	12	3326~3336.4	10.4	16.52	150	0.47	17.73	18.2	29.02	0.68	16.48	17.16	
宁 A	46-48	3460.8~3465.4	4.6	12.94	16.87	96.93	0	96.93	7.31	32.4	0	12.4	84.8
	55	3522.8~3527.4	4.6	16.76	24.85	10.1	2.74	12.84	5.24	7.73	1.22	8.95	13.44
宁 B	47,48	3724.8~3728	3.2	13.77	31.87	50.67	0	50.67	16.64	20	0	20	58.13
	87	4056.2~4060.8	4.6	19.23	96.36	41.57	19.14	60.71	30.41	20.3	6.6	26.9	70

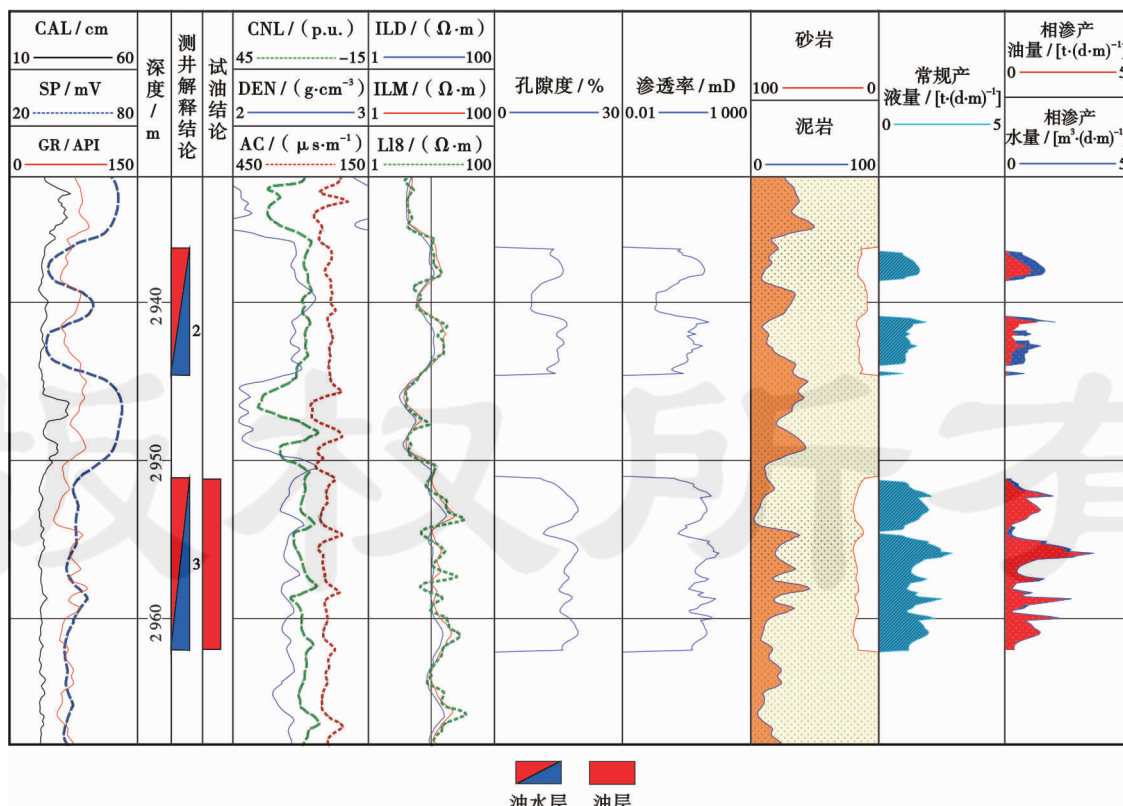


图 9 高 A 井产能预测效果

Fig. 9 Result of capacity prediction in the Well Gao-A

日产水 0.28 t, 其与试油结论吻合较好, 产能预测的精度高。2号层的解释结论为油水层, 从预测结果可看出, 新模型预测的产能结果能够有效区分油、水, 从而指导油气的开采。

图 10 宁 A 井中 55 号层为典型的异常高压储层, 日产油 10.1 t, 日产水 2.74 t。常规方法预测产能为日产液 5.24 t, 预测结果偏小。不考虑异常高压的影响

时, 利用新模型的产能预测结果为日产油 7.73 t, 日产水 1.22 t, 预测结果同样偏小。经压力校正后, 新模型的预测结果为日产油 11.6 t, 日产水 1.84 t, 较未考虑异常压力时的预测精度有了较大提高, 与试油结论较为符合。图 10 中所示的产能预测结果与解释及测试结论有着较好的一致性, 这为油气的开采方案和措施的设计提供了可靠依据。

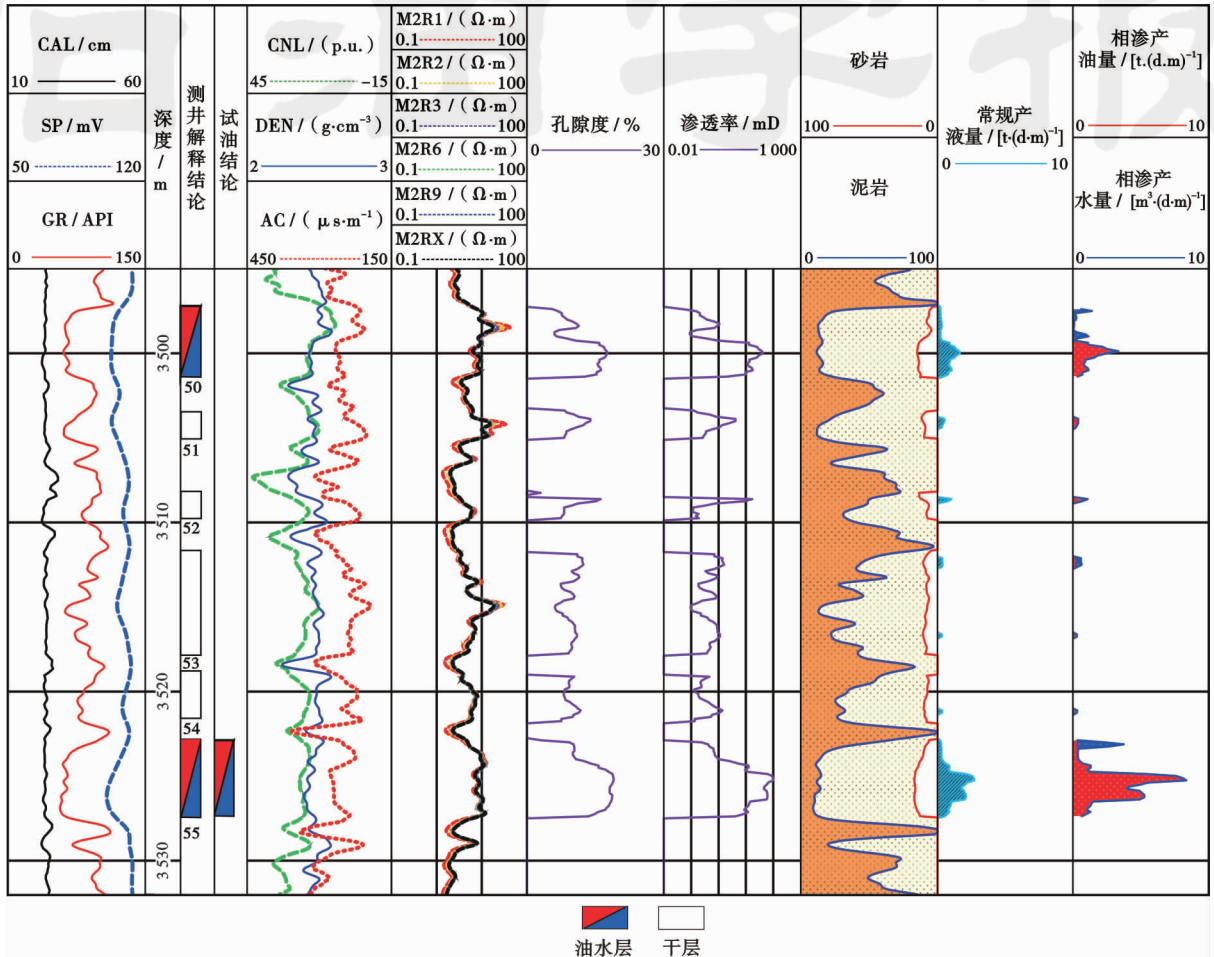


图 10 宁 A 井产能预测效果
Fig. 10 Capacity prediction result in the Well Ning-A

5 结论

(1) 饶阳凹陷砂岩储层性质复杂, 产能影响因素众多。渗透性是影响产能的重要因素, 油、水产量与其成正比。原油产量与原油黏度关系密切, 原油黏度越大, 原油产量越小, 产水量与原油黏度关系不明显。异常高压储层油、水产量明显偏大。

(2) 考虑黏度、渗流规律和异常压力的两相渗流产能预测模型, 能够较好地适用于储层和流体性质复杂的地区, 在黏度变化大的地区和存在异常高压的储层均有着良好的应用效果, 同时实现了对油、水产能的有效分离, 能够更好地指导油气资源量评价和开发方

案制定。

(3) 新方法在研究区应用效果显著, 产能预测精度较常规方法提高 30% 以上, 总体预测符合率 90% 以上, 油、水分离产能预测结果与测试资料对比误差小于 12%, 较好地解决了产能精细预测的难题。

符号注释: Q —日产量, t/d; H —储层有效厚度, m; p_e —有效供油半径处油层压力, Pa; p_w —井眼压力, Pa; K_e —流体有效渗透率, mD; K —绝对渗透率, mD; K_{ro} —油相相对渗透率, mD; K_{rw} —水相相对渗透率, mD; K_o —油相有效渗透率, mD; K_w —水相有效渗透率, mD; μ —流体黏度, mPa·s; μ_o —原油黏度, mPa·s;

μ_w —地层水黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; R_e —有效供油半径, m ; R_w —井眼半径, m ; Q_p —每米日产液量, $\text{t}/(\text{d}\cdot\text{m})$; Q_o —日产油量, t/d ; Q_w —日产水量, m^3/d ; Q_{po} —每米日产油量, $\text{t}/(\text{d}\cdot\text{m})$; Q_{pw} —每米日产水量, $\text{m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$; ϕ —有效孔隙度; N —样本点数; k —小层层数; m, n, l —地区经验系数, 与岩性、岩石湿润性和流体黏度比值有关; S_w —含水饱和度; S_{wi} —束缚水饱和度; S_{hr} —残余油饱和度; a, b, c, A, B, C_1, C_2 —待定系数; T_E —回波间隔, ms ; $T_{2, LM}$ — T_2 几何平均值, ms ; T_K —热力学温度, K ; h_i —单层厚度, m ; p —地层压力(异常高压层为异常压力), Pa ; C, D —经验系数; ρ_w —地层水密度, g/cm^3 ; ρ_{bw} —上覆岩石密度, g/cm^3 ; h —地层埋深, m ; Δt —泥岩埋深为 h 时对应的时差值, $\mu\text{s}/\text{m}$; Δt_0 —泥岩埋深 $h=0$ 时的声波时差值(依地区而异: $640\sim 660 \mu\text{s}/\text{m}$), $\mu\text{s}/\text{m}$ 。

参 考 文 献

- [1] 毛志强, 李进福. 油气层产能预测方法及模型[J]. 石油学报, 2000, 21(5): 58-61.
MAO Zhiqiang, LI Jinfu. Method and models for productivity prediction of hydrocarbon reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(5): 58-61.
- [2] 邹才能, 陶士振, 袁选俊, 等. 连续型油气藏形成条件与分布特征[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 324-331.
ZOU Caineng, TAO Shizhen, YUAN Xuanjun, et al. The formation conditions and distribution characteristics of continuous petroleum accumulations[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 324-331.
- [3] 何聪鸽, 穆龙新, 许安著, 等. 稠油油藏蒸汽吞吐加热半径及产能预测新模型[J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1564-1570.
HE Congge, MU Longxin, XU Anzhu, et al. A new model of steam soaking heating radius and productivity prediction for heavy oil reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1564-1570.
- [4] 孙建孟, 运华云, 冯春珍. 测井产能预测方法与实例[J]. 测井技术, 2012, 36(6): 628-634.
SUN Jianmeng, YUN Huayun, FENG Chunzhen. The methods and instances of productivity prediction using log data[J]. Well Logging Technology, 2012, 36(6): 628-634.
- [5] 何岩峰, 吴晓东, 韩增军, 等. 低渗透油藏油井产能预测新方法[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2007, 31(5): 69-73.
HE Yanfeng, WU Xiaodong, HAN Zengjun, et al. New prediction method of oil well deliverability of low permeability reservoir [J]. Journal of China University of Petroleum; Edition of Natural Sciences, 2007, 31(5): 69-73.
- [6] 赵军, 侯克均, 蒋智格, 等. 低孔低渗透储层产能预测新方法[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(1): 72-74.
ZHAO Jun, HOU Kejun, JIANG Zhige, et al. A new method for productivity prediction in low porosity and permeability reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(1): 72-74.
- [7] 柴细元, 丁娱娇. 孔隙结构与地层压力相结合的储层产能预测技术[J]. 测井技术, 2012, 36(6): 635-640.
CHAI Xiyuan, DING Yujiao. Combination technology of the pore structure and formation pressure for productivity prediction[J]. Well Logging Technology, 2012, 36(6): 635-640.
- [8] 谭成仟, 马娜蕊, 苏超. 储层油气产能的预测模型和方法[J]. 地球科学与环境学报, 2004, 26(2): 42-46.
TAN Chengqian, MA Narui, SU Chao. Model and method for oil and gas productivity prediction of reservoir[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2004, 26(2): 42-46.
- [9] 许延清, 李舟波, 陆敬安. 利用测井资料预测油气储层产能的方法研究[J]. 长春科技大学学报, 1999, 29(2): 179-183.
XU Yanqing, LI Zhoubo, LU Jing'an. Study on the prediction methods of oil-gas reservoir performance with well-logging[J]. Journal of Changchun University of Science and Technology, 1999, 29(2): 179-183.
- [10] 李瑞, 杨光惠, 胡奇凯. 鄂尔多斯盆地碳酸盐岩储层测井产能预测研究[J]. 勘探地球物理进展, 2003, 26(2): 109-113.
LI Rui, YANG Guanghui, HU Qikai. Study of production capacity of carbonate reservoirs with well logging in Ordos basin[J]. Progress in Exploration Geophysics, 2003, 26(2): 109-113.
- [11] 汪立君. 利用测井资料进行天然气储层产能的评价与预测[J]. 地质科技情报, 2004, 23(3): 57-60.
WANG Lijun. Evaluation and prediction of gas reservoir productivity by the use of log data[J]. Geological Science and Technology Information, 2004, 23(3): 57-60.
- [12] 田新, 宋子齐, 何羽飞, 等. 基于常规测井资料的试油产能预测评价方法[J]. 中外能源, 2014, 19(2): 58-64.
TIAN Xin, SONG Ziqi, HE Yufei, et al. Prediction and evaluation method of the oil testing productivity based on conventional logging[J]. Sino-Global Energy, 2014, 19(2): 58-64.
- [13] 欧阳健. 石油测井解释与储层描述[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994: 87-90.
OUYANG Jian. Well log interpretations and reservoir descriptions[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994: 87-90.
- [14] CHENG M L, LEAL M A, Mcnaughton D. Productivity prediction from well logs in variable grain size reservoirs cretaceous Qishn formation, republic of Yemen[J]. The Log Analyst, 1999, 40(1): 24-34.
- [15] 葛百成, 文政, 郑建东. 利用测井资料预测油层自然产能的评价方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2003, 22(1): 54-56.
GE Baicheng, WEN Zheng, ZHENG Jiandong. Evaluating and predicting method of oil layer's natural production using well logging data[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2003, 22(1): 54-56.
- [16] 韩雪, 潘保芝. 利用测井资料预测储层产能[J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2010, 40(S): 102-105.
HAN Xue, PAN Baozhi. Predicting reservoir production using well logging data[J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2010, 40(S): 102-105.
- [17] 葛新民. 非均质碎屑岩储层孔隙结构表征及测井精细评价研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2013.

- GE Xinmin. Methods of pore structure characterization and fine well logging evaluation in heterogeneous clastic reservoir[D]. Qingdao:China University of Petroleum (East China), 2013.
- [18] 蒋有录, 卢浩, 刘华, 等. 渤海湾盆地饶阳凹陷新近系油气富集特点与主控因素[J]. 石油学报, 2011, 32(5): 791-796.
JIANG Youlu, LU Hao, LIU Hua, et al. Enrichment characteristics and major controlling factors of hydrocarbons in the Neogene of Raoyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(5): 791-796.
- [19] 邹娟, 戴俊生, 张丹丹, 等. 构造活动强度划分断陷盆地构造区划——以饶阳凹陷为例[J]. 石油学报, 2014, 35(2): 294-302.
ZOU Juan, DAI Junsheng, ZHANG Dandan, et al. Structural divisions of rift basin based on the intensity of tectonic activity: a case study from the Raoyang sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(2): 294-302.
- [20] 王建, 马顺平, 罗强, 等. 渤海湾盆地饶阳凹陷烃源岩再认识与资源潜力分析[J]. 石油学报, 2009, 30(1): 51-55.
WANG Jian, MA Shunping, LUO Qiang, et al. Recognition and resource potential of source rocks in Raoyang Sag of Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(1): 51-55.
- [21] 刘华, 蒋有录, 徐昊清, 等. 冀中坳陷新近系油气成藏机理与成藏模式[J]. 石油学报, 2011, 32(6): 928-936.
LIU Hua, JIANG Youlu, XU Haoqing, et al. Accumulation mechanisms and modes of Neogene hydrocarbons in Jizhong Depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(6): 928-936.
- [22] 蕙克来, 操应长, 金杰华, 等. 冀中坳陷霸县凹陷古近系中深层古地层压力演化及对储层成岩作用的影响[J]. 石油学报, 2014, 35(5): 867-878.
XI Kelai, CAO Yingchang, JIN Jiehua, et al. Paleopressure evolution and its effects on diagenesis of reservoirs in middle-deep Paleogene strata in Baxian sag, Jizhong depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(5): 867-878.
- [23] 金凤鸣, 侯凤香, 焦双志, 等. 断陷盆地断层-岩性油藏成藏主控因素——以饶阳凹陷留107区块为例[J]. 石油学报, 2016, 37(8): 986-995.
JIN Fengming, HOU Fengxiang, JIAO Shuangzhi, et al. Major controlling factors of fault-lithologic reservoir accumulation in rifted basin: a case study of Liu 107 block, Raoyang sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(8): 986-995.
- [24] 张凯逊, 白国平, 金凤鸣, 等. 层序地层格架内成岩作用——以饶阳凹陷中南部沙河街组三段砂岩为例[J]. 石油学报, 2016, 37(6): 728-742.
ZHANG Kaixun, BAI Guoping, JIN Fengming, et al. Diagenesis in sequence stratigraphical framework: a case study of sandstone of Member 3 of Shahejie Formation in the south-central Raoyang sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(6): 728-742.
- [25] 易远元, 叶辉, 邓爱居, 等. 三维地震速度场建立技术——以饶阳凹陷河南地区为例[J]. 石油学报, 2015, 36(7): 820-826.
YI Yuanyuan, YE Hui, DENG Aiju, et al. 3-D seismic velocity field building technology: a case study of southern Hejian area of Raoyang sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(7): 820-826.
- [26] LATorraca G A, DUNN K J, Webber P R, et al. Low-field NMR determinations of the properties of heavy oils and water-in-oil emulsions[J]. Magnetic Resonance Imaging, 1998, 16(5/6): 659-662.
- [27] LATorraca G A, DUNN K J, Webber P R, et al. Heavy oil viscosity determination using NMR logs[C]//SPWLA 40th Annual Logging Symposium. Oslo: Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1999.
- [28] 郭齐军, 瞿辉. 测井声波时差在地层压力预测中的应用[J]. 中国海上油气(地质), 1997, 11(1): 66-68.
GUO Qijun, QU Hui. Application of interval transit time to predicting formation pressure[J]. China Offshore Oil and Gas (Geology), 1997, 11(1): 66-68.

(收稿日期 2016-08-14 改回日期 2016-11-20 编辑 宋宁)

版权所有