

The Method Study of Water-Cut Prediction of Low Oil Saturation Reservoir by Well Logging

Haitao Liu¹, Cheng Han², Chengrong Wang¹, Liuzhong Li², Jie Chen², Peng Wang¹, Du Wu¹, Chaomo Zhang^{3*}

¹CNPC Logging Co., LTD., Tuha Branch, Shanshan Xinjiang

²The Exploration and Development Research Institute, Petrochina Tuha Oilfield Company, Hami Xinjiang

³The Yangtze University, Wuhan Hubei

Email: *zhang7801@263.net

Received: Feb. 5th, 2019; accepted: Feb. 20th, 2019; published: Feb. 28th, 2019

Abstract

Taibei sag of Tuha basin has rich in petroleum resources in the reservoir with low oil saturation. Oil and gas with commercial value or with low production in many drilled wells have produced from the Xishanyao formation and Sangonghe formation which are the low oil saturation reservoir. The production character of the reservoir is not only a long-term and stable oil production but also water production. Water-cut rate is controlled by the oil saturation. Therefore, accurately evaluate reservoir saturation with well logging data is the key to solve the field production. Currently, the main problem is: to log evaluation of reservoir physical properties and the change of formation water, and oil and water layer difference is not obvious; saturation calculation difficulties; pre-production and production change are big and middle water rate prediction is difficult, unable to effectively guide the production. This study takes Xisanyao formation of Hongtai and Wenjisang structural belt as an example. The method is calibration logging with core, based on the core physical experiment, combined with thin section, mercury injection and NMR experiment etc., to study reservoir microscopic characteristics, to establish effective reservoir classification standard, evaluation method and the model of reservoir parameters. The calculation precision of the saturation is improved. Watercut rate prediction model and chart are established, further refining oil-water classification standard. Well completion and test scheme is put forward. The application in new wells' evaluation and old wells' re-evaluation made significant effect, accumulated total of new third-grade oil geological reserves of more than 1400×10^4 tons, and effectively guided the oil and gas exploration and production.

Keywords

Taibei Sag, Xishanyao Formation, Low Oil Saturation, Watercut Rate

低饱和度油藏产水率测井预测技术研究

*通讯作者。

文章引用: 刘海涛, 韩成, 王成荣, 李留中, 陈杰, 王鹏, 吴都, 张超谟. 低饱和度油藏产水率测井预测技术研究[J]. 地球科学前沿, 2019, 9(2): 85-94. DOI: 10.12677/ag.2019.92011

刘海涛¹, 韩 成², 王成荣¹, 李留中², 陈 杰², 王 鹏¹, 吴 都¹, 张超谟^{3*}

¹中国石油集团测井有限公司吐哈分公司, 新疆 鄯善

²中国石油吐哈油田公司勘探开发研究院, 新疆 哈密

³长江大学, 湖北 武汉

Email: zhang7801@263.net

收稿日期: 2019年2月5日; 录用日期: 2019年2月20日; 发布日期: 2019年2月28日

摘 要

吐哈盆地台北凹陷低含油饱和度油藏资源丰富, 目前已在西山窑组、三工河组发现了低含油饱和度油藏, 多口井获得了工业或低产油气流, 这种储层的生产特点是油水同出, 且能够长期稳产, 产水率受油藏含油饱和度控制。利用测井资料准确评价油层饱和度是解决现场生产的关键。本文以红台、温吉桑构造带西山窑组为样本, 通过岩心刻度测井, 基于岩心物理实验, 结合薄片、压汞、核磁实验等资料深入开展储层微观特征研究, 建立有效储层的分类标准、评价方法及参数模型。提高了饱和度的计算精度, 建立了产水率预测模型和图版, 依据产水率的高低, 进一步细化油水同层的分类标准, 提出完井和试油方案, 成果应用于新井解释、老井复查和油藏评价中取得了显著效果, 累计新增三级石油地质储量1400多万吨, 有效指导了油气勘探与开发。

关键词

台北凹陷, 西山窑组, 低含油饱和度, 产水率

Copyright © 2019 by authors and Hans Publishers Inc.

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

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



Open Access

1. 引言

低含油饱和度油藏一般是指受低幅度构造、细孔喉低渗透储层、油源供给不足等因素影响, 油层中既存在束缚水、也有一定的可动水, 因此长期试采表现为油水同出, 但能够长期稳产的油藏[1][2]。近年来随着油气勘探开发和工程技术的快速发展, 越来越多的低含油饱和度油气藏被发现。吐哈盆地台北凹陷低含油饱和度油藏有着“点多面广”的特点(图1), 从盆地西缘的胜北凹陷, 再到东部的红台构造带和鄯善弧形带, 不同区块、不同层系都有发现[3]。2013年, 借鉴非常规勘探思路与技术[4], 部署于红台构造带的红台2301井在西山窑组进行体积压裂后获得高产(日产油 58.97 m³, 水 13.83 m³), 取得了低饱和度和油气藏勘探的突破, 揭示了千万吨以上的储量规模。2016年整体勘探鄯善弧形带, 温1301、温15等井在西山窑组下油藏也相继获得工业油流, 扩展出一个稀油整装增储建产区带, 明确了近期稀油规模增储建产的重点目标。

不同区块、不同层系形成低含油饱和度油藏的成因和控制因素很多, 吐哈盆地低含油饱和度油藏存在的普遍特点是储层物性差、含油饱和度低; 地层水矿化度偏低且各区块变化较大, 油水层难于准确判别; 束缚水含量高, 可动水变化大, 含油饱和度难于准确计算; 改造后排液时间长, 高返排率情况下才见油流, 产水率预测困难。

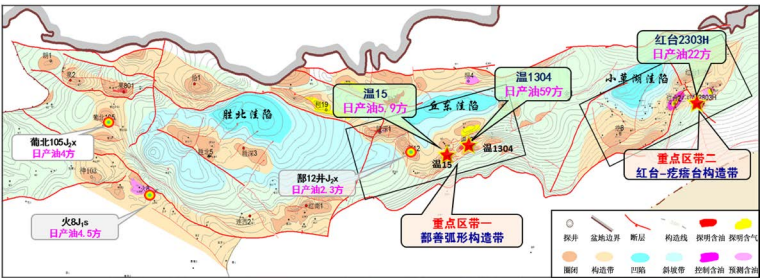


Figure 1. Exploration results of low-saturation reservoirs in Shuixigou Group, Taipei Sag
图 1. 台北凹陷水西沟群低饱和度油藏勘探成果图

国内外对低含油饱和度油藏从成因、实验、定性识别等方面开展了长期的研究。海东明[5]、刘俊田[6]分别对小洼油田洼38块东二段及红台地区西山窑组低含油饱和度油藏的成因进行了研究;孙志刚[7]、刘柏林[8]、戴胜群[9]、Zheng [4]分别针对胜利油区及以准噶尔盆地中部低饱和度油藏含油层段油水同出的问题,进行了物理模拟实验,研究了低含油饱和度砂岩油藏水驱油特征。根据相对渗透率实验得到的含水率-含水饱和度关系曲线和油藏原始含水饱和度来预测油井初始含水率,或根据含水率预测饱和度。刘洪亮等[10]以红台地区为例,在综合分析储层特征及“四性”关系的基础上,对该类储层测井流体识别和评价方法进行了定性研究。本文针对吐哈盆地低饱和度油藏特点,以测井资料为主,建立了定量预测产水率模型。以红台、温吉桑构造带西山窑组为样本,测井资料与岩心分析和地质认识相结合,开展有效储层评价、饱和度的精确计算和产水率的预测,解决了生产急需的关键问题。

2. 研究区地质概况和储层特征

2.1. 地质概况

红台构造带位于吐哈盆地台北凹陷东部,其所处的小草湖洼陷是台北凹陷的三个主要生烃洼陷之一,为一独立的含油气单元;鄯善弧形带位于吐哈盆地台北凹陷中部,为一复式油气聚集带,区带内包括丘陵构造带和温米构造带。目前两个区块发现的低含油饱和度油藏都分布在西山窑组,红台构造带主要分布在上砂组(X1-X3),温吉桑构造带主要分布在下砂组(X3-X5)(图2)。两个构造带的主力砂体均为辫状河三角洲前缘水下分流河道和河口坝的沉积砂体,单层厚度一般为8.0 m~30.0 m,不同期次、不同沉积相带的砂体发育,常反复叠置构成巨厚层。储层岩石类型主要以细粒、粗粒长石岩屑砂岩为主,其次为岩屑长石砂岩、岩屑砂岩,压实作用强烈,岩石成分成熟度及结构成熟度低,为近源沉积。

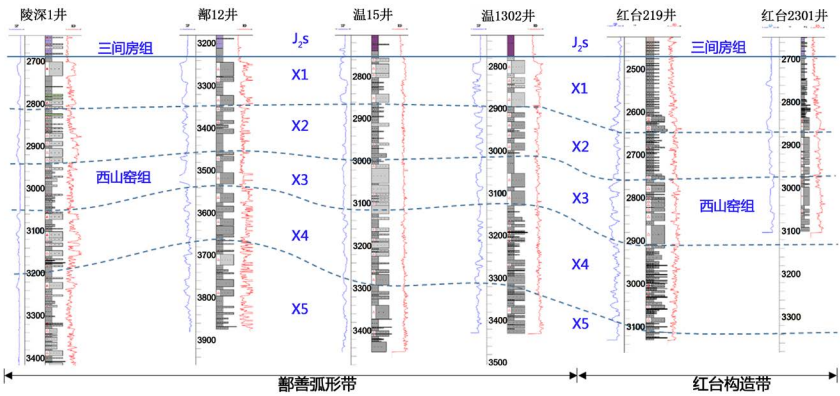


Figure 2. Comparison of the strata of the Shanshan curved belt-Hongtai structural belt
图 2. 鄯善弧形带-红台构造带地层对比图

2.2. 储层物性特征

红台构造带西山窑组储层整体比较致密，西山窑组孔隙度一般在 6%~11%之间，渗透率在 $0.18 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 6.23 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。孔喉半径一般小于 $0.05 \mu\text{m}$ ，储集空间类型主要为剩余粒间孔、溶蚀粒内孔。孔喉结构具有双峰特征，以微细孔喉为主，局部存在大孔喉，大量微细孔喉发育，造成了束缚水含量高。温吉桑构造带储层孔隙度平均 10.3%，渗透率平均 $1.86 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，少量发育构造缝，二者均属于低孔低渗储层。

2.3. 流体性质

红台、温吉桑构造带西山窑组原油密度分布在 $0.78 \text{ g/cm}^3 \sim 0.81 \text{ g/cm}^3$ 、粘度 $2.5 \text{ mPa}\cdot\text{s} \sim 5.5 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、凝固点小于 25°C ，属中-低密度、低粘度、中等凝固点的轻质原油。

红台构造带目的层段地层水水型为 NaHCO_3 型，总矿化度 $8946 \text{ mg/l} \sim 15,577 \text{ mg/l}$ ，平均 $11,444 \text{ mg/l}$ 。温吉桑构造带不同区块、不同砂层组间地层水的水型和水性变化较大，既有 NaHCO_3 型、又有 CaCl_2 型，总矿化度变化也较大，最低 $14,295 \text{ mg/l}$ ，最高 $57,400 \text{ mg/l}$ ，地层水的变化与该区油藏的形成与调整有关。

3. 有效储层的评价

3.1. 储层的分类

通过对岩心分析孔渗特征、压汞曲线及核磁共振资料分析，将储层基本分为三类。其中一类储层孔隙度大于 10.0%，渗透率大于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，排驱压力小于 0.5 MPa，常规试油一般低产，体积压裂可获工业产能，水平井及体积压裂可获高产。二类储层孔隙度分布在 8.0~10%之间，渗透率在 $0.2 \sim 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间，排驱压力在 0.5~1 MPa 之间，常规试油一般无产能，水平井及体积压裂可获工业产能；三类储层孔隙度 6.0%~8.0%，渗透率小于 $0.1 \sim 0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，排驱压力 1.0 MPa~3.0 MPa，目前技术条件下，一般仅获低产。

3.2. 有效储层的评价方法

以岩石物理实验为基础，建立低饱和度油藏的孔隙度与渗透率模型。精确确定核磁共振测井 T2 起算值与截止值，而不是沿用以往在常规砂岩储层中 33 ms 的经验截止值，为精确求取总孔隙度及可动流体孔隙度奠定了基础。

3.2.1. 储层物性参数建模

基于红台构造带系统取心资料和岩石物理实验，通过岩心刻度测井，建立和完善了该区储层物性参数模型，为储层参数的精确计算和四性关系的研究奠定了基础，利用同样的方法在温吉桑构造带也开展了相似的工作，在此不在赘述。

红台共有 15 口井取有岩心分析资料，其中红台 304、红台 219 井为系统取心井，孔隙度分析样品共 793 个，将岩心分析孔隙度分别与声波时差、密度测井值进行交会分析，建立了孔隙度计算公式：

声波时差求取孔隙度：

$$\varphi = 0.2122 * AC - 37.15 \quad (1)$$

($R^2 = 0.8508$, $N = 793$)

密度求取孔隙度：

$$\varphi = -25.003 * DEN + 69.675 \quad (2)$$

($R^2 = 0.5219$, $N = 793$)

通过岩心分析孔隙度与渗透率交会，建立了渗透率计算的公式：

$$K = 0.001 * e^{0.6694 * \varphi} - 37.15 \tag{3}$$

(R² = 0.7645, N = 235)

3.2.2. 精确确定核磁共振测井 T₂ 起算值与截止值

核磁共振测井信息受岩性和流体的影响小，T₂ 谱的形态和分布特征与孔隙大小及结构相关[11]。核磁共振测井技术的应用，不仅能够提供准确的储层物性参数，处理得到的总孔隙度、可动流体孔隙度和渗透率等参数,实现了连续深度的储集性能评价，同时也为研究孔隙结构提供了一种新的方法，为储层有效性的评价提供了充分的依据。

如果说 T₂ 截止值是决定可动流体孔隙度大小的关键处理参数，那么起算时间就是决定有效孔隙度的关键参数，对于低渗透储层、尤其是针对台北凹陷低渗透、低含油饱和度储层，往往需要压裂改造才能获得工业产能，后者更具有实质意义。在红台及温吉桑构造带，通过核磁实验确定了 T₂ 截止值为 15 ms (以往在常规砂岩储层中的经验值为 33 ms)；通过不同的处理方法(分步法、集成法)优化了 T₂ 起算值最终为 1.5 ms，通过参数的优化提高了核磁共振测井资料的处理精度，例如在红台 304 井西山窑组 2916.5 m~2935.0 m、2959.0 m~2968.2 m 井段平均孔隙度相对误差控制在 5 以内% (图 3)，能够更准确的开展孔隙度等参数的计算，为后续饱和度的精确计算减小了误差。

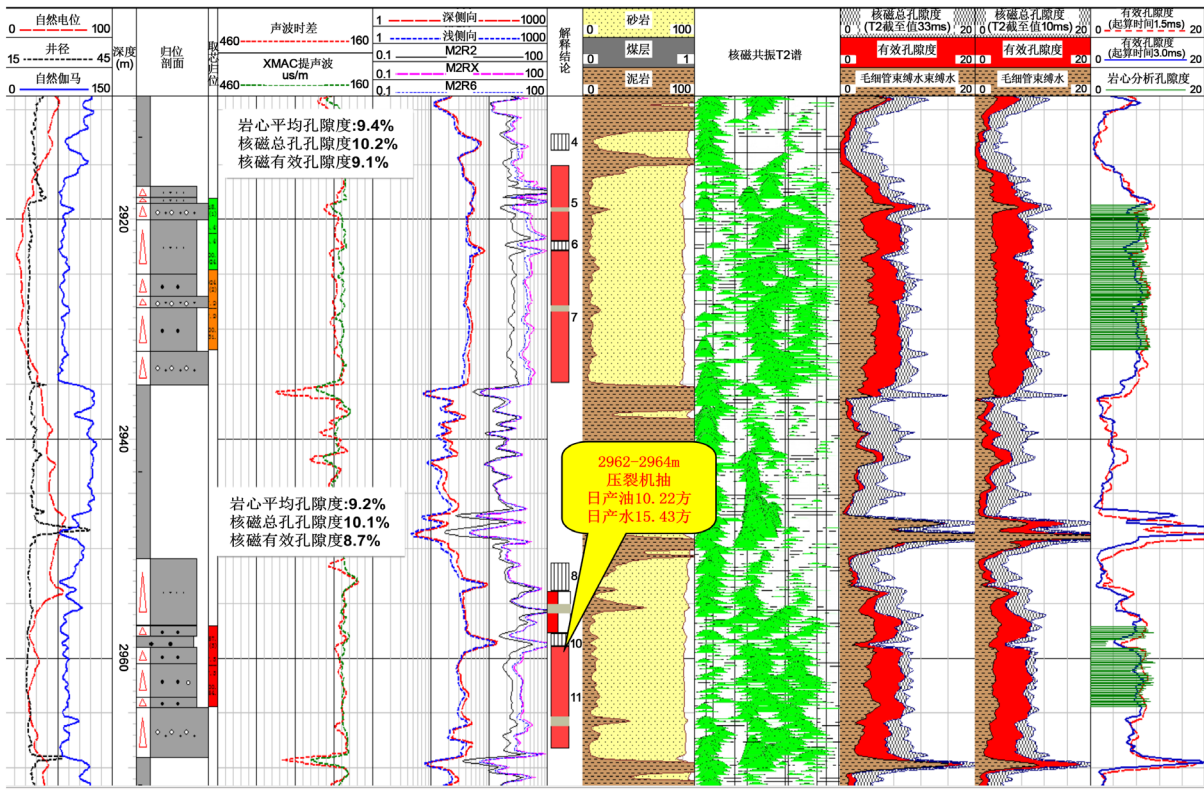


Figure 3. Red Taiwan 304 well combination and nuclear magnetic resonance logging results
图 3. 红台 304 井组合及核磁共振测井处理成果图

4. 饱和度计算方法

不同区块和砂层组地层水性质变化的复杂性增加了油水判别的准确性和饱和度计算的精度。通过密

闭取心、油水相渗曲线、阿尔奇公式法等多种方法的验证、计算和标定，开展红台、温吉桑构造带低含油饱和度油藏饱和度的确定。

4.1. 密闭取心和油水相渗资料确定的饱和度范围

红台 304 和红台 219 井进行了密闭取心(表 1)，岩心分析含水饱和度基本能代表储层的地下情况，不考虑挥发的因素，由此计算的含油饱和度等同为油层的原始含油饱和度[12]。从表中看出密闭取心分析含水饱和度 45%~60% (含油饱和度 40%~55%)；共存水(束缚水 + 自由水)含量高，油气水三相共存。

Table 1. Statistical data of closed oil core saturation of Hongtai 304 well
表 1. 红台 304 井密闭取心含油饱和度统计表

井段(m)	岩性	含油饱和度%	孔隙度%	密度 g/cm ³	渗透率 10 ⁻³ μm ²
2912.49~2912.70	灰色荧光砂砾岩	46.4	9.9	2.38	0.682
2912.70~2912.83		49.2	9.5	2.39	0.578
2912.83~2912.99		44.8	10.1	2.37	0.552
2912.99~2913.09		45.1	10.	2.38	0.569
2913.09~2913.30		44.7	9.7	2.38	0.782
2913.30~2913.42		47.6	9.8	2.38	1.43
2913.42~2913.52		42	9.4	2.39	1.21
2913.52~2913.62		47.3	9.9	2.44	0.961
2913.62~2913.70		51.2	9.9	2.38	1.22
2913.70~2913.87		49.7	10.3	2.37	0.976
2913.87~2913.95		49.4	10.	2.37	1.14
2913.95~2914.06		54.1	10.1	2.37	1.17
2914.06~2914.19		53.6	9.6	2.39	1.03
2914.19~2914.32		47.7	9.4	2.39	0.0546
2914.32~2914.47		38.8	9.	2.41	0.0907
2914.47~2914.57	灰色荧光细砂岩	41	9.8	2.37	0.731
2914.57~2914.69		47.7	10.4	2.38	0.49
2914.69~2914.83		46.5	10.3	2.38	3.93
2914.83~2914.94		43.7	10.1	2.37	0.505
2914.94~2915.06		46.1	10.4	2.38	0.479
2915.06~2915.19		47.5	10.2	2.38	0.525
2915.19~2915.33		48	10.1	2.38	0.52
2915.33~2915.46		49.3	10.2	2.38	0.351
2915.46~2915.60		51.5	10.2	2.38	0.328
2915.60~2915.67		39.7	9.8	2.39	0.273
平均		46.9	9.9	2.38	0.82

此外，红台 2301、红台 304 等井目的层段油水相对渗透率曲线显示，等渗点处的含水饱和度高达 53.0%~63.0%，平均为 58%。通过这两种资料得到的含水饱和度范围基本一致，说明该类油藏符合低含油饱和度油藏的特点。

4.2. 阿尔奇公式法计算饱和度(变地层水电阻率法)

应用阿尔奇公式[13] [14] [15]和岩电参数可以计算储层的含水饱和度(公式 4)，但由于红台、温吉桑

构造带不同区块和砂层组地层水矿化度变化较大,应用固定的地层水电阻率值计算饱和度值误差较大,应用变地层水电阻率的方法才能体现不同区块、不同层系地层水对电阻率的影响,是解决问题的关键。

$$S_o = 1 - \left[\frac{abR}{R_t * \varphi^m} \right]^{\frac{1}{n}} \quad (4)$$

其中: S_o ——地层原始含油饱和度, f ; R_t ——地层电阻率, $\Omega \cdot m$; R_w ——地层水电阻率, $\Omega \cdot m$; Φ ——平均有效孔隙度, f ; a 、 b ——与岩性有关的系数; m ——孔隙结构指数; n ——饱和度指数。

通过多种方法的对比,本区利用测井信息计算连续深度的地层水电阻率值(静自然电位法——公式 5、泥岩电阻率法——公式 6) [16] [17], 反映了不同油组电性的变化特征, 减小了地层水电阻率的误差, 提高了饱和度计算的精度。

根据 $SSP = -k \lg \frac{R_{mf}}{R_w}$, 用自然电位测井计算地层水电阻率的公式为:

$$R_w = R_{mf} \cdot 10^{\frac{SP - SP_{\text{基线}}}{k}} \quad (5)$$

$$\text{式中: } k = \frac{70.7(273 + T)}{298},$$

其中: R_{mf} : 泥浆滤液电阻率, $\Omega \cdot m$; SP : 自然电位曲线, mV ; $SP_{\text{基线}}$: 纯泥岩段自然电位值, mV ; T : 地层温度, $^{\circ}C$ 。

根据泥岩电阻率法计算地层水电阻率的公式为:

$$R_w = \frac{R_{\text{泥}} e^{0.023 AC_{\text{泥}}}}{41446} \quad (6)$$

其中: $R_{\text{泥}}$: 临近泥岩电阻率, $\Omega \cdot m$; $AC_{\text{泥}}$: 临近泥岩声波时差, $\mu s/m$ 。

通过红台 304 井系统取心井岩心分析的刻度与对比, 说明针对研究区建立的经验公式和核磁共振等不同方法计算的孔、渗、饱等参数与岩心分析值吻合性较好(图 4), 建立的经验模型和处理参数能够准确的计算饱和度、评价有效储层, 为产水率的预测及有利井层的优选提供依据[18]。对计算的结果分析表明, 不同期次的砂体叠置沉积, 造成层内及层间极强的非均质性和油气的“差异”聚集, 纵向上没有明显油水界面, 即同一层内含油饱和度没有自下而上逐渐变高的趋势, 而主要受物性控制。

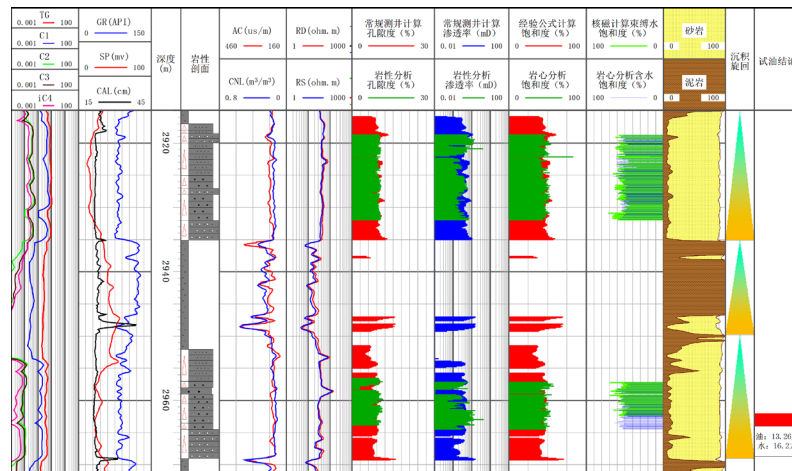


Figure 4. Calculation results of porosity, permeability and saturation of Xishanyao Formation in Hongtai 304 well

图 4. 红台 304 井西山窑组孔隙度、渗透率、饱和度计算成果

4.3. 有效储层的下限标准

根据红台构造带西山窑组各井的岩心分析,将孔隙度、渗透率进行交会,产层的数据点较集中分布在孔隙度 $\geq 8.0\%$ 、渗透率 $\geq 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的区域内。利用各井试油试采井段读取对应的测井响应值,将深侧向电阻率值与孔隙度进行交会(图 5)开展有效层的解释,油层/油水同层、气层、水层和干层区分较明显。由此确定出红台构造带西山窑组低含油饱和度油气藏的有效层物性、电性下限标准为:孔隙度(Φ) $\geq 8.0\%$,渗透率 $\geq 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,含油饱和度(S_o) $\geq 45\%$,电阻率(LLD) $\geq 40 \Omega \cdot \text{m}$ 。

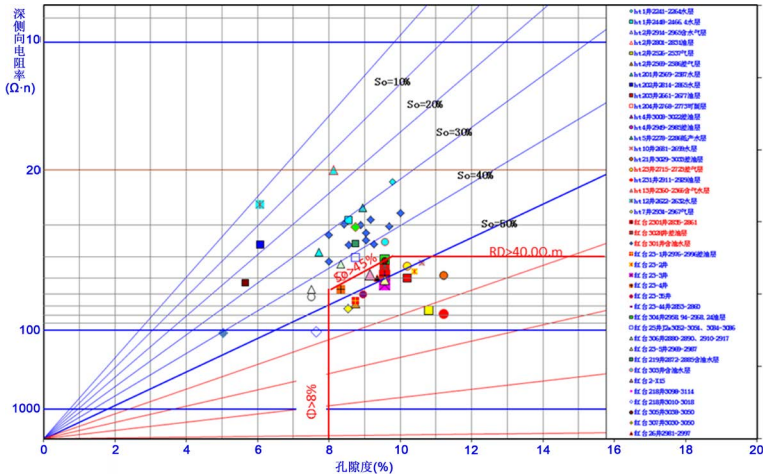


Figure 5. Hongtai structural belt porosity-resistivity intersection map
图 5. 红台构造带孔隙度 - 电阻率交会图版

5. 产水率的预测及其在生产中的应用

5.1. 产水率评价方法及预测模型

低含油饱和度油藏在试采及投产过程中普遍油水同出,如何通过评价的方法预测各井层在生产中油水产出比的关系,进而有效的指导射孔井段和完井方案是解决生产需求的重点。

根据达西定律,产水率可近似表示为油水相对渗透率的函数,而油水相对渗透率是油藏含水饱和度的函数,即油水相对渗透率决定了地层产水率的高低,饱和度的大小决定了油水相对渗透率的变化(公式 7、8)。因此,以含水饱和度为基础建立产水率预测模型和图版,依据产水率的高低,进一步细化油水同层的分类标准,提出合理的完井和试油方案,有效指导油气勘探开发生产。

具体方法是通过实验分析的油水相对渗透率建立产水率计算公式,利用红台构造带的相渗资料计算的产水率与对应的含水饱和度建立起交会图版、计算模型及解释标准(图 6、表 2),再通过实际的试采资料来验证模型的符合率,并不断的修正和完善模型,实现利用测井资料计算的饱和度来预测不同井层产水率的目标,从而最终指导生产。

$$F_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right) \cdot \left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}} \right)} \quad (7)$$

$$F_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right) \cdot a \cdot e^{-b \cdot S_w}} \quad (8)$$

其中： F_w ——产水率，小数； K_{ro} 、 k_{rw} ——油、水的相对渗透率； μ_o 、 μ_w ——地下油、水粘度，mPa·s； a 、 b 为拟合系数。

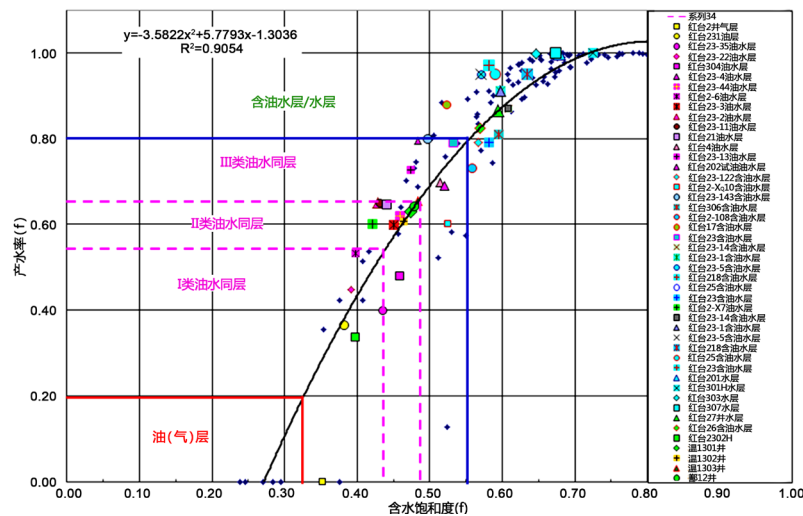


Figure 6. Production rate prediction chart and model
图 6. 产水率预测图版及模型

5.2. 生产应用

将红台构造带部分生产井的产量数据点入由相渗资料建立的储层产水率图版中(图 6)，整体变化趋势一致，说明模型具有较好的实用性。在红台 304 井解释过程中，除了开展孔、渗、饱等参数的计算和有效层的解释外，还对 2959.0 m~2968.2 m 井段等重点层段开展了产水率的评价，预测该段产水率约为 55.0%，综合解释为 II 类油水同层，试油后实际产水率 60.2%；利用该方法还对温 1304 井 X5 试油层进行了预测，计算产水率为 72.0%，综合解释为 III 类油水同层，实际产水率 80.0%，评价方法较好地指导了生产。

Table 2. Standard for division of oil and water layers in low-saturated reservoirs
表 2. 低饱和油藏油层划分标准

类型	物性		产水率 $F_w(f)$	含水饱和度 $S_w(f)$
	孔隙度(%)	渗透率(mD)		
油(气层)			<0.2	<0.33
油(气)水同层	I 类		0.2~0.55	0.33~0.43
	II 类	≥8.0	0.55~0.65	0.43~0.48
	III 类		0.65~0.8	0.48~0.55
含油(气)水层/水层			>0.8	>0.55

6. 结论

- 1) 通过岩心核磁共振实验，标定了红台及温吉桑构造带低含油饱和度油藏 T2 截止值为 15 ms、T2 起算值为 1.5 ms。
- 2) 通过密闭取心分析、油水相渗曲线及阿尔奇公式计算等多种方法验证，红台、温吉桑构造带西山窑组低含油饱和度油藏有效层的含油饱和度范围分布在 40%~55%之间。

3) 不同期次的砂体叠置沉积, 造成层内及层间极强的非均质性和油气的“差异”聚集, 纵向上没有明显油水界面, 是形成低含油饱和度油藏的因素之一。

4) 以油水相渗资料和含水饱和度为基础建立的产水率模型和图版, 能够较好地预测生产过程中油水产出比的关系, 对油气生产具有较好的指导作用。

参考文献

- [1] 王兴刚. 红台地区低饱和度油藏特征及开发对策研究[D]: [硕士学位论文]. 大庆: 东北石油大学, 2017.
- [2] 屈乐. 牛圈湖油田储层微观孔隙结构及注水开发特征研究[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西北大学, 2010.
- [3] 李留中, 韩成, 陈杰, 等. 红台构造带低饱和油藏测井评价[J]. 吐哈油气, 2016, 21(2): 101-106
- [4] Zheng, M., Li, J.Z., Wu, X.Z., et al. (2016) Physical Modeling of Oil Charging in Tight Reservoirs: A Case Study of Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration & Development*, **43**, 241-250. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(16\)30027-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(16)30027-1)
- [5] 海东明. 小洼油田洼 38 块东二段低含油饱和度油藏成因研究[J]. 特种油气藏, 2011, 18(1): 54-57.
- [6] 刘俊田, 陈旋, 季卫华, 等. 红台地区西山窑组低饱和度和油气藏成因机理研究[J]. 石油地质与工程, 2017, 31(4): 17-21.
- [7] 孙志刚. 低含油饱和度砂岩油藏水驱特征实验[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(2): 106-107.
- [8] 刘柏林, 李治平, 匡松远, 等. 低含油饱和度油藏油水渗流特征——以准噶尔盆地中部 1 区块为例[J]. 油气地质与采收率, 2001, 14(1): 69-72.
- [9] 戴胜群, 徐勋诚, 洪秀娥, 等. 低饱和度油藏原始饱和度计算及含水上升规律[J]. 海洋石油, 2011, 31(4): 0068-0072.
- [10] 刘洪亮, 鱼红侠, 崔红珠, 等. 红台地区低孔低渗储层测井流体识别方法研究[J]. 石油天然气学报, 2007, 29(3): 93-96.
- [11] 向斌. 红台构造带轻质油储集层核磁共振录井解释评价方法[J]. 录井工程, 2017, 28(1): 55-60.
- [12] 吴兆徽, 刘西雷, 梁金萍, 等. 岩心油水饱和度误差形成主要原因及投影校正法[J]. 当代化工, 2015, 44(12): 2866-2869.
- [13] 孙建孟, 王永刚. 地球物理资料综合应用[M]. 东营: 石油大学出版社, 2001.
- [14] Archie, G.E. (1941) The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. SPE-942054-G.
- [15] Worthington, P.F., Pallatt, N. and Toussaint-Jackson, J.E. (1989) Influence of Microporosity on the Evaluation of Hydrocarbon Saturation. *SPE Formation Evaluation*, **4**, SPE 14296-PA.
- [16] 白松涛, 万金彬, 杨锐祥, 等. 地层水电阻率评价方法综述[J]. 地球物理学进展, 2017, 32(2): 0566-0578.
- [17] Hikmet, U., Iraj, E. and Gary, R.O. (1980) Electrical Resistivity of Geothermal Brines. *Journal of Petroleum Technology*, **32**, SPE 7878-PA.
- [18] Michael, D., Jennifer, K., Lerrys, R. and Luis, M. (2016) Whole-Rock Elemental Data as an Aid in Log Interpretation: Low-Resistivity Reservoir Case Study. SPE 181170-MS.

知网检索的两种方式:

1. 打开知网页面 <http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD>
下拉列表框选择: [ISSN], 输入期刊 ISSN: 2163-3967, 即可查询
2. 打开知网首页 <http://cnki.net/>
左侧“国际文献总库”进入, 输入文章标题, 即可查询

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱: ag@hanspub.org