

# Genetic Mechanism Discussion and Petroleum Geological Significance of “Oil-in-Water” Reservoir

Hongjun Sun<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>National Energy Heavy Oil Research & Development Center, Panjin Liaoning

<sup>2</sup>Exploration and Development Research Institute of Liaohe Oilfield Company, CNPC, Panjin Liaoning

Email: sunhj@petrochina.com.cn

Received: Nov. 3<sup>rd</sup>, 2017; accepted: Nov. 20<sup>th</sup>, 2017; published: Nov. 27<sup>th</sup>, 2017

---

## Abstract

Guantao oil reservoir of Shu1 area in Liaohe oilfield is a massive super heavy oil reservoir with edge and top and bottom water, which is surrounded by water, without mudstone (or physical) cap rock and covered by “Asphalt shell”. Starting from the mechanism of reservoir formation and studying a large number of core data, logging data and physical modeling, it is considered that the two reservoir formation theories of physical cap rock sealing and self-condensation are not applicable to this reservoir. By comparing and analyzing the porosity, permeability, oil saturation, thermal conductivity, resistivity, geochemical characteristics, spatial distribution and other features of the external thickening zone and normal oil layer of the asphalt shell oil reservoir, the paper deeply discusses the genetic mechanism of asphalt shell reservoir, describes the characteristics of the oil-water interface, studies the main factors influencing SAGD development effect based on actual production data, establishes the critical technical conditions of the top water discharge and develops measures to prevent the discharge of water.

## Keywords

Guantao Oil Reservoir, Oil-Water Interface, Asphalt Shell, Thickening Zone, Blocking Capacity

---

# “水包油”油藏成因机制探讨及石油地质意义

孙洪军<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>国家能源稠(重)油开采研发中心, 辽宁 盘锦

<sup>2</sup>中国石油辽河油田勘探开发研究院, 辽宁 盘锦

Email: sunhj@petrochina.com.cn

收稿日期: 2017年11月3日; 录用日期: 2017年11月20日; 发布日期: 2017年11月27日

文章引用: 孙洪军. “水包油”油藏成因机制探讨及石油地质意义[J]. 自然科学, 2017, 5(5): 457-465.

DOI: 10.12677/ojns.2017.55062

## 摘要

辽河油田曙一区馆陶油藏为块状边顶底水超稠油油藏, 四周被水包围, 没有泥岩(或物性)盖层, 油藏被一层“沥青壳”封盖。本文从成藏机理入手, 通过大量的岩心资料、测井资料以及物模研究, 认为物性盖层封堵和自凝结成藏这两种成藏理论对该油藏不适用, 对比分析了沥青壳油藏外部稠化带与正常油层的孔隙度、渗透率、含油饱和度、导热率、电阻率及地化特征、空间分布等特征, 并深入探讨沥青壳油藏的成因机制, 描述了油水界面的特征, 依据实际生产数据, 研究了影响SAGD开发效果的主控因素, 建立了顶水下泄的临界技术条件, 制定了预防顶水下泄措施。

## 关键词

馆陶油藏, 油水界面, 沥青壳, 稠化带, 封堵能力

Copyright © 2017 by author 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

“水包油”油藏是世界罕见的块状边顶底水油藏的俗称, 二十世纪七十年代首次在辽河曙一区馆陶组发现, 后相继在辽河 H623 块、Q12 块、D239 块以及辽东湾地区旅大 5-2 北油田发现该类油藏。边顶底水油藏类型特殊, 四周均被水包围, 油水关系复杂, 其成因机制众说纷纭, 但多数学者认为油藏顶部油水界面以上发育一套相对低渗的物性隔层而形成有效圈闭[1]。少数学者则认为原油运移过程中自身性质改变、地层温度低于原油凝固点形成自身封堵的“自凝结型油藏”。该类油藏多为超稠油油藏, 以辽河 D84 块馆陶油藏为例, 随着 SAGD 技术规模实施, 蒸汽腔距离顶水越来越近, 面临顶水下泄倒灌进油藏的风险, 而油水交界处是否存在特殊物质, 蒸汽腔扩散至油藏顶部能否抑制顶水下泄避免油藏过早水淹, 成因机理研究成为当务之急。本文以辽河 D84 块馆陶油藏为例, 利用钻井、录井、测井、取心分析等资料, 对油水界面处储层特征进行系统研究, 详细阐述油藏外部稠化带特征, 提出特殊油层(“沥青壳”和“高阻层”)封堵油气的成因机制, 而非盖层封堵油藏或自身封堵的“自凝结型油藏”。

## 2. 石油地质特征

D84 块馆陶油藏构造上位于辽河断陷西部凹陷西斜坡中段, 区内断层不发育。油顶埋深 530~640 m。油层平均有效厚度 105 m, 平面上呈西厚东薄、南厚北薄的特点, 纵向上主要分布在馆陶组下部, 各油层组油水界面不一致[2]。20℃密度平均为 1.0071 g/cm<sup>3</sup>, 50℃粘度平均为 23 × 10<sup>4</sup> mPa·s, 原油属超稠油, 油藏外层原油粘度高、密度大, 油藏内部原油粘度相对较低、密度相对较小。油层和顶水之间没有泥岩隔层或物性盖层遮挡[3](图 1)。

## 3. 成因机理探讨

### 3.1. 物性盖层封堵原证据有误

上世纪八十年代, 先后两次在馆陶组油层进行常规取心, 受当时取心分析技术所限, 砾径太大而无法获取物性数据, S31-152 井在馆陶组油层全井段取心, 取样 20 块次均未获得常规岩心分析物性数据。

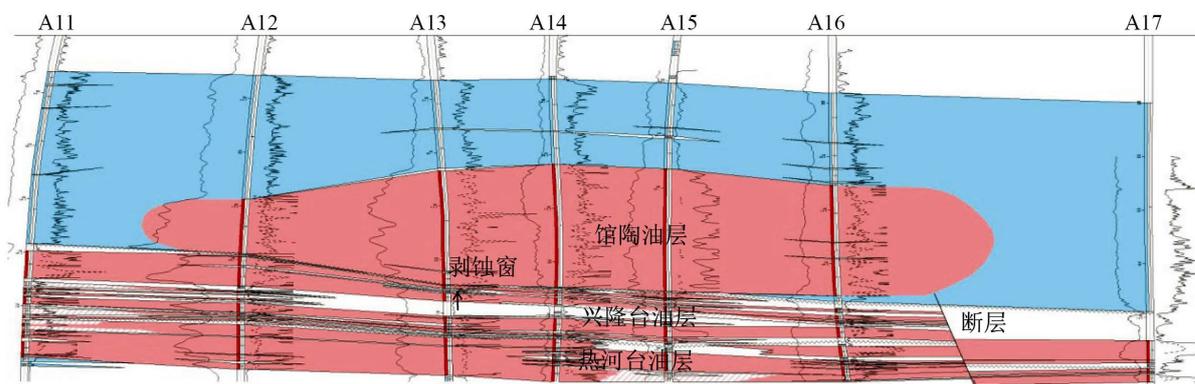


Figure 1. Profile of Guantao reservoir  
图 1. 馆陶油藏剖面图

因此，早期物性盖层主要依据为岩性和电性。据当时 47 口电测资料，在馆陶油层上部水层的声波时差小于  $350 \mu\text{s}/\text{m}$ ，远低于馆陶油层顶部  $450 \mu\text{s}/\text{m} \sim 500 \mu\text{s}/\text{m}$ 。S31-152 取心井认为馆陶油层上部水层为泥质含量较高、物性差的泥质中 - 细砾岩，厚度在 10~20 m 左右，含油产状较差，多数未见含油显示，少数为油迹。据此认为该套岩性较差、电性特征区别于下部正常油层的砂砾岩层构成相对的物性盖层封堵油气，形成 D84 块馆陶油藏。

依据目前 7 口系统取心井 428.7 m 岩心资料、1184 口井电性曲线证实，馆陶组砂体呈旋回变化，即砾岩和物性较差的泥质中 - 细砂岩互层(图 2)。早期取心井 S31-152 油水界面以上正好为细粒旋回处，岩性为泥质中 - 细砂岩，电性为低时差，而其它井区油水界面上下岩性和电性无此特点。同时，后期取心井分析油水界面上下粘土矿物含量，油水界面以上为 4.2%，油水界面以下为 4.1%，含量基本一致。因此不存在所谓的砂岩物性盖层。

### 3.2. 自凝集成藏说不成立

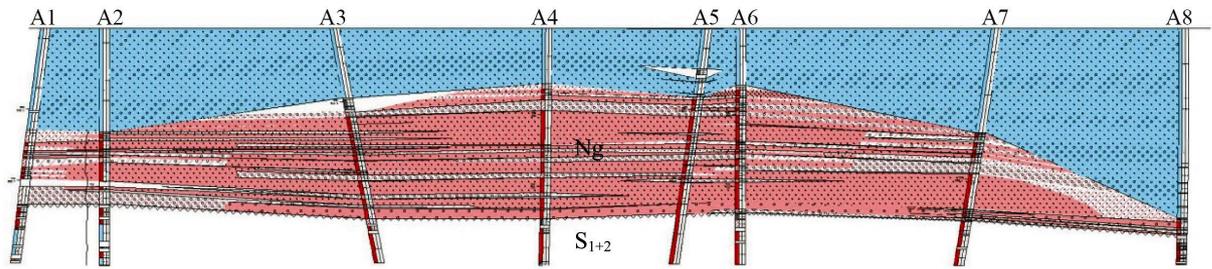
自凝集成藏主要依据为早期 D67 井油层深度 625 m 时所测凝固点为  $36^\circ\text{C}$ ，当时处于勘探开发初期，含油面积仅  $0.4 \text{ km}^2$ ，井数仅 40 口，油藏顶界深度 530~630 m，油层温度  $32.9^\circ\text{C} \sim 35.8^\circ\text{C}$ ，低于凝固点温度，形成自身封堵的油藏——自凝型油藏[4]。但随着勘探开发程度提高，工区含油面积增大到  $1.92 \text{ km}^2$ ，完钻井数近 1200 口，油藏顶界埋深 511~748 m，地层温度  $32.4^\circ\text{C} \sim 39.3^\circ\text{C}$ ，而原油凝固点平均为  $27^\circ\text{C}$ (表 1)，油层温度高于原油平均凝固点，存在“开天窗”现象，因此自凝集成藏说不成立。

### 3.3. 特殊油层(“沥青壳”和“高阻层”)封堵油气

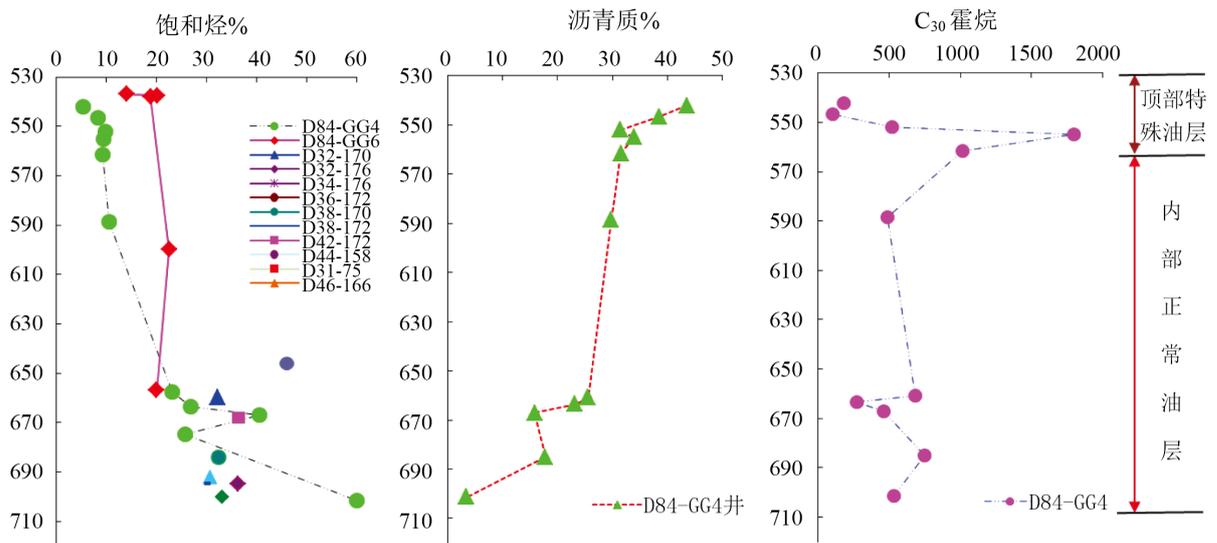
#### 3.3.1. 特殊油层特征

通过大量取心井分析，油藏顶部发育一套特殊油层，该油层粘度呈上稠下稀、外稠内稀特征，最外层“沥青壳”和相邻“高阻层”共同构成“稠化带”，其孔隙度和水平渗透率与其它含油层段相差不大，但其垂直渗透率、含油饱和度、导热率与下部油层段不同。“稠化带”垂直渗透率较低，垂向渗透率与水平渗透率比值( $K_v/K_h$ )较低，含油饱和度较高，导热率高(表 2)，“稠化带”沥青质含量较内部正常油层高出约 10%，起到了封堵油气的作用。

“沥青壳”是油藏最外部直接与水层接触的特殊油层，饱和烃含量低，最高仅 20%，而正常油层一般 30%~50%；“沥青壳”遭受严重生物降解，C30-降萘烷含量可达 1600，而正常油层不超过 600；同时，“沥青壳”沥青化严重，沥青质含量一般 30%~43%，而正常油层一般 3%~22% (图 3)。“沥青壳”实际岩心为饱含油砂岩，颜色黑而干，摸之不污手，质地较硬，用手掰不动，锤之可碎，油味淡，多数为油



**Figure 2.** The lithology profile of Guantao reservoir  
**图 2.** 馆陶油藏岩性剖面示意图



**Figure 3.** Longitudinal distributions of polar components of Guantao formation  
**图 3.** 馆陶组油层极性组分纵向分布特征

**Table 1.** Comparison table of solidifying point and the oil layer temperature of D84  
**表 1.** D84 块凝固点与油层温度对照表

测试井	凝固点	油层温度
D67 井	36	32.9~35.8
D177 井	39	
D84 全区平均	27	32.4~39.3

**Table 2.** Parameter table of “thickening zone” segment physical property  
**表 2.** “稠化带”物性参数表

含油段	孔隙度 (%)	渗透率( $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )			含油饱和度(%)	导热率
		Kv	Kh	Kv/Kh		
“稠化带”	34	675	4717	0.14	66.9	高
内部正常油层段	34.3	3584	5021	0.73	53.2	中等

浸 - 油斑级别, 荧光呈深褐色~红褐色, 厚度为 0.5 m~2 m, 深电阻率 60~150  $\Omega\cdot\text{m}$ , 局部达到 300~350  $\Omega\cdot\text{m}$ , 自然电位负幅度差, 是其他含油层段的 12 倍, 为原油沥青化所致, 室内实验测得重轻比(S2/S1)大于 14.

“高阻层”是位于“沥青壳”与正常油层之间的特殊油层，其含油饱和度比正常油层段高(图 4)，电阻率也较正常油层大，故称“高阻层”。岩心观察呈黑~黑褐色，含油性非常饱满，为饱含油-富含油级别，其颜色最深，油味重，摸之污手，烧之可燃，荧光呈深黄褐色~黄褐色，厚度 10 m~25 m，深电阻率一般 400~500  $\Omega\cdot\text{m}$ ，远高于正常油层电阻率(平均 200  $\Omega\cdot\text{m}$ )，室内实验测得重轻比(S2/S1)一般 12~14，较内部正常油层重轻比值(<12)略高。

### 3.3.2. “稠化带”分布特征

通过岩心观察，“沥青壳”厚度一般 0.4~1.5 m；高阻层稳定分布，厚度较厚，一般 10~25 m。纵向上，自上而下，依次为水层、“沥青壳”、“高阻层”、正常油层，部分区域“沥青壳”不发育(图 5)。

### 3.3.3. 特殊油层封堵机理

研究区馆陶组油源主要来自沙四段烃源岩，其次为沙三段。烃源岩生油后，油气通过断层、不整合面以及连通砂体初次运移到本区下伏兴隆台油层成藏，此时原油已被稠化，粘度达 50,000~160,000 mPa·s。受构造运动影响，兴隆台油藏遭受破坏，超稠油二次运移到上覆馆陶组储层。由于超稠油运移动力小，仅在油源逸出点附近聚集成藏，而馆陶是湿地冲积扇，具有特高孔、特高渗特征，孔喉半径大、渗透性好储层中的水优先得到排替，随着能量逐渐消耗，当油驱水达到动力平衡时，在油水交界处，由于生物降解和氧化作用，使原油粘度和密度进一步增大，与地层水接触位置在油藏外部形成具有良好封闭性的“沥青壳”和“高阻”油层，它们既是油藏的一部分，又对原油继续运移起到封堵作用，从而形成具有边、顶、底水的“水包油”油藏[5] [6] [7] [8]。

曙光油田原油成熟度较高且降解较严重，稠油以次生作用为主，低熟原生成因不明显。稠油的次生作用主要包括生物降解、水洗、氧化等作用，其中生物降解是关键；而活跃地下水是微生物生存、生物降解有利条件；氧化作用是微生物新陈代谢的方式，三者相辅相成。其中细菌生物降解是致使原油稠变最重要因素[9] [10]。

从原油的饱和烃质量色谱图来看，研究区馆陶原油具有以下几个特征：链烷烃损耗或匮乏较为严重，原油的  $\alpha\alpha\alpha\text{R}$  甾烷的碳数分布具有  $w(\text{C}29) > w(\text{C}28) > w(\text{C}27)$  的特征、呈“反 L 型”(图 6)，出现生物降解标志化合物 C25-降藿烷系列(图 7)，依据 Peters 和 Moldowan1993 年提出分级标准，馆陶原油遭受过严重的生物降解，降解程度达 6 级以上[11]。

## 4. 特殊油层封堵能力评价及石油地质意义

常规油气藏必须具备能够封隔储集层使其中的油气免于向上逸散的保护层，对油气聚集的封堵物可以是盖层本身的弯曲变形，如背斜，也可以是另外的封堵物，如断层、岩性变化等。常规油气封堵能力评价方法主要评价封堵物遮挡油气能力，如断层封闭性、不同岩性的物性封闭性、异常压力封闭性等。而本区油藏没有传统意义上的盖层对原油形成遮挡作用，位于油藏顶部的“稠化带”厚约 10~27 m。馆陶油藏开发方式采用蒸汽吞吐转 SAGD 开采，蒸汽吞吐阶段油藏压力持续下降，动用部分的油藏与周边水体之间形成压差，容易破坏原始平衡状态，弄清稠化带的承载能力，从而选择对应的开发方式，对于该类水包油特殊油藏具有重要的石油地质意义。

### 4.1. “稠化带”封堵能力评价

“稠化带”垂直渗透率低于正常含油层段，流体不易垂向串流，对油气有一定的阻挡作用，即油气在此很难向上运移。而油藏由下至上，随着突破压力逐渐增大，小孔隙含量也逐渐增加，说明“稠化带”有一定的封隔能力(表 3)。

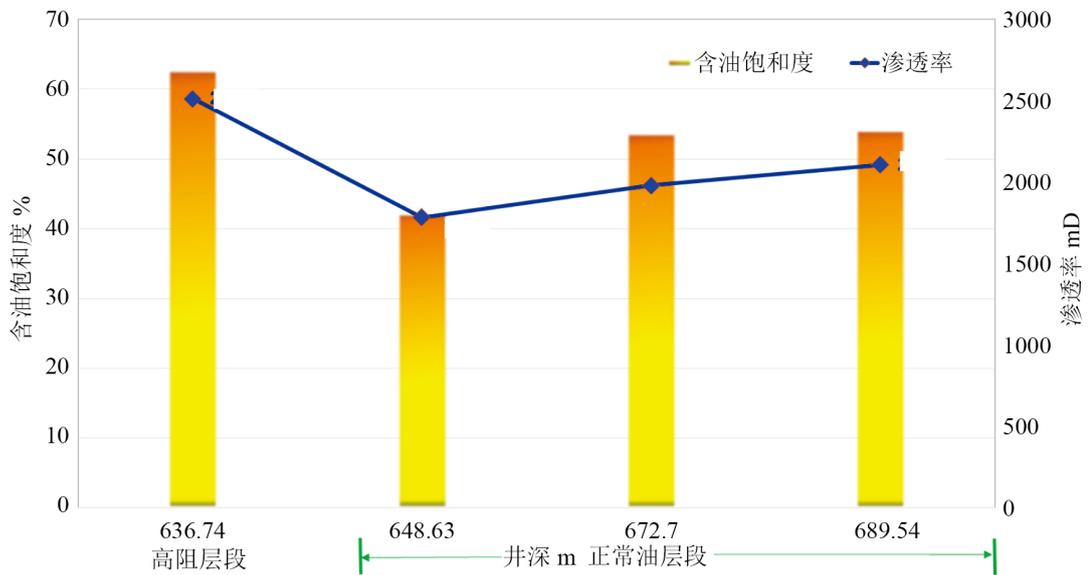


Figure 4. Histogram of permeability-oil saturation  
图 4. S30-143 井渗透率 - 含油饱和度柱状图

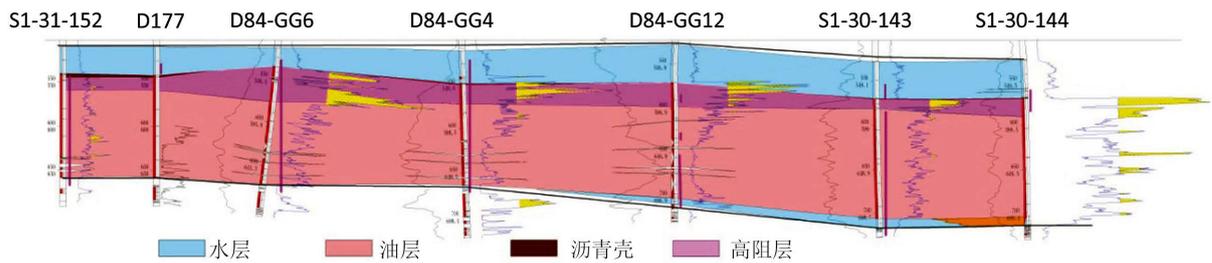


Figure 5. Profile diagram of special oil segments in Guantao reservoir  
图 5. 馆陶油层特殊油层段剖面示意图

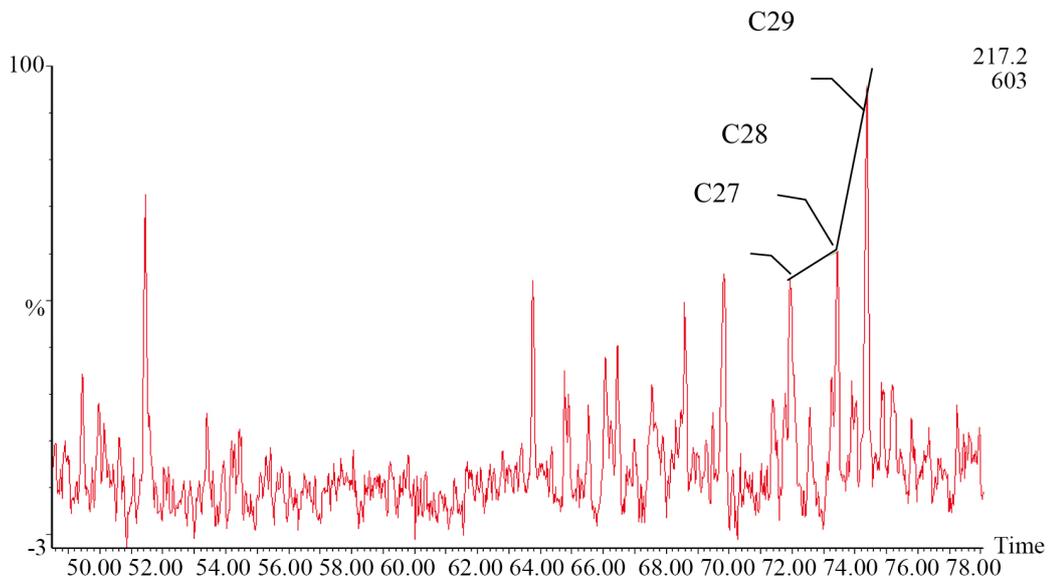


Figure 6. Mass chromatogram of saturated hydrocarbon m/z217 in D84-GG4 well at 701.39 m  
图 6. D84-GG4 井 701.39 m 饱和烃 m/z217 质量色谱图

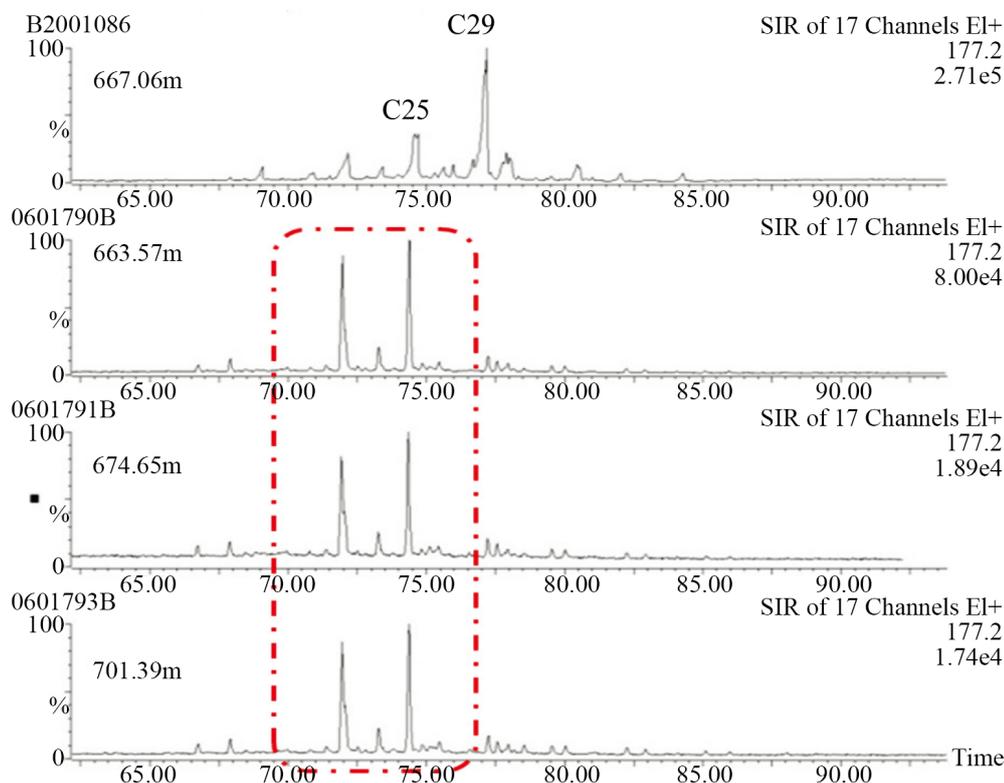


Figure 7. Mass chromatogram of saturated hydrocarbon  $m/z177$  in D84-GG4 well at various depths

图 7. D84-GG4 井馆陶油层不同深度段饱和烃  $m/z177$  质量色谱图

Table 3. Quantitative parameter table of thickness zone (asphalt shell + high resistance layer)

表 3. 稠化带(沥青壳 + 高阻层)定量参数表

隔夹层位置	井段 m	岩性	孔隙度 %	渗透率 $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	突破压力 MPa	扩散系数	中值半径 nm	小孔隙含量 %	备注
砂岩组 1~2	569	泥质砂砾岩	19.7	255	3.24	6.51	7.71	86.8	“稠化带”
砂岩组 2 内	571.5	砾岩	24.67	521	6.49	4.78	5.85	66.8	正常油层

## 4.2. SAGD 蒸汽腔扩展对“稠化带”的影响

通过室内物模实验，温度和压力是评价馆陶油藏“稠化带”封堵能力的关键因素。相同温度条件下高阻层先软化，“沥青壳”后软化；温度越高“稠化带”流动性越强，“沥青壳”80℃稍有软化，120℃软化，160℃具有流动性，230℃易于流动。通过压力物模实验，80℃热水驱，注入压力高达 10.97 MPa，回压 0.52 MPa；130℃热水驱，注入压力 14.97 MPa，停止注入，压力保持稳定，回压 0 MPa，说明“稠化带”没有流动。160℃热水驱，进出口压差曲线趋近于零，表明压力已经突破“稠化带”(图 8)。因此，原始油藏状态下，“稠化带”可有效封堵油藏，而 SAGD 持续 200°以上的高温，“稠化带”封堵能力遭受破坏。

## 4.3. 顶水泄漏界限研究

数值模拟研究表明，顶水能否突破“稠化带”，主要影响因素有“沥青壳”厚度、温度、油水界面上下压力差三个方面。三者的匹配关系直接影响顶水泄漏界限(图 9)。

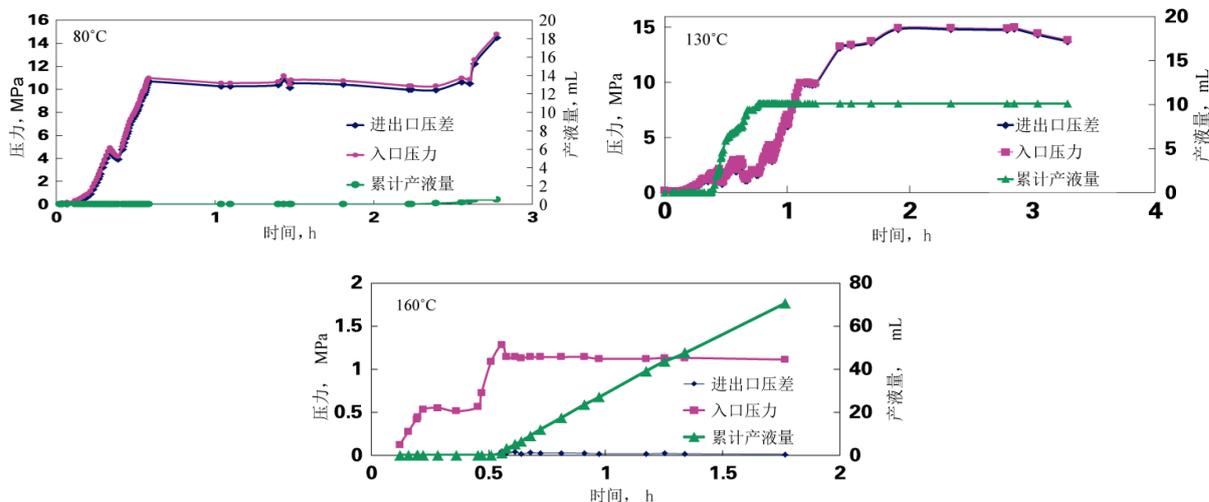


Figure 8. Experimental curve of Guantao oil layer flooding in D84 block  
图 8. D84 块馆陶油层驱替实验曲线图

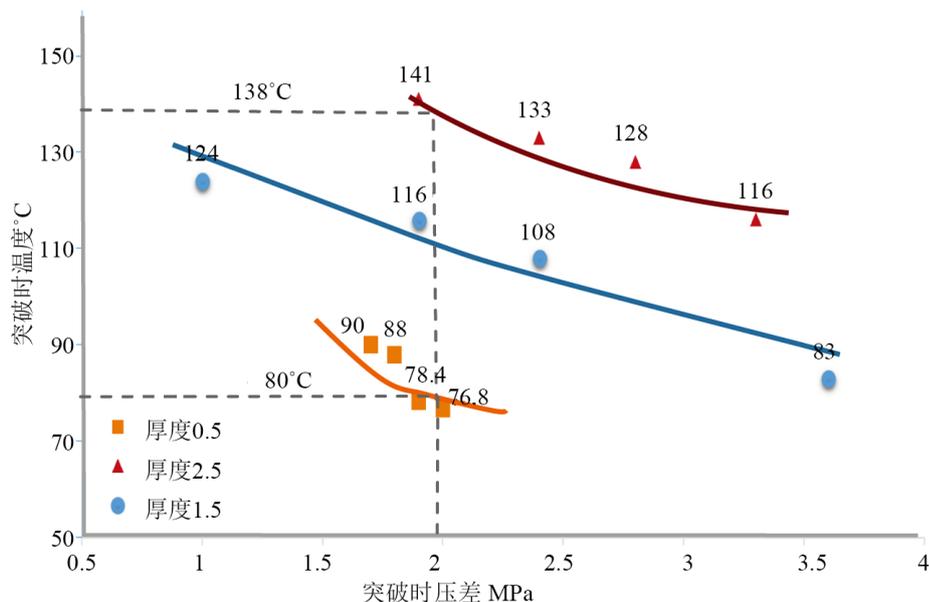


Figure 9. Relation curves of top water leakage technology parameters  
图 9. 顶水泄漏技术参数关系曲线图

综合物模和数模研究结果，馆陶油层“稠化带”封闭性稳定范围为：温度低于 80°C，油水界面内外压差小于 2 MPa。

#### 4.4. 顶水泄漏的预防措施

馆陶油层经过长时间 SAGD 生产，蒸汽腔已形成连通的大腔体。局部汽腔高度达 70~90 m，D84-GG4 井附近汽腔距离油层顶界仅 29 m，顶水泄漏风险很大(图 10)。通过物模研究表明，当“稠化带”温度由 33°C 升到 138°C，“稠化带”粘度由  $885 \times 10^4$  mPa·s 下降到  $8 \times 10^4$  mPa·s，顶水将突破“稠化带”封堵。为预防顶水突破“稠化带”泄漏进入油藏内部，延长馆陶 SAGD 稳产时间，采用间歇注汽方案可控制汽腔上升速度，汽腔可保持在安全范围内。

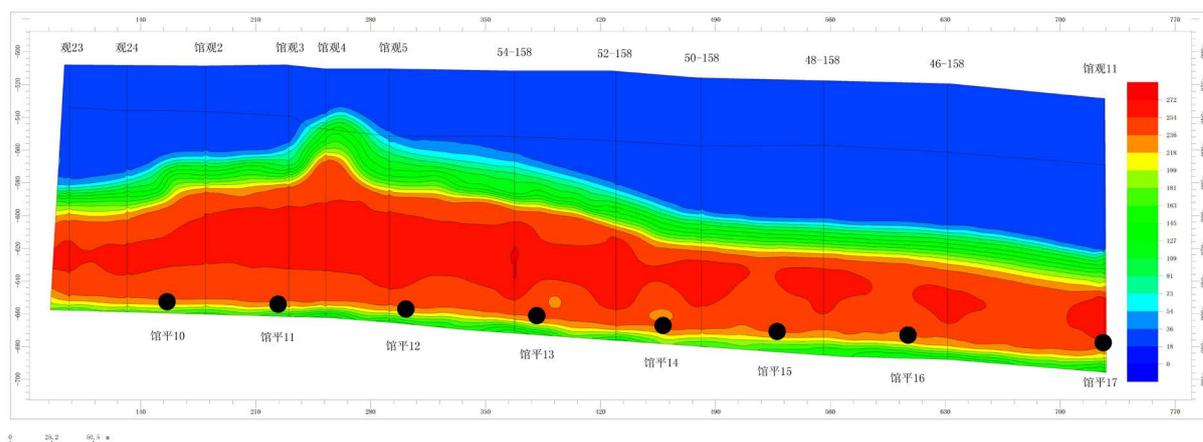


Figure 10. Temperature profile of Guantao SAGD steam chamber  
图 10. 馆陶 SAGD 蒸汽腔温度剖面图

## 5. 结论

1) D84 块馆陶油藏为下伏兴隆台油层遭到破坏后二次运移至馆陶组，边运移边稠化的次生超稠油油藏。曾遭受过严重的生物降解作用，油水交界处原油发生沥青化，为多因素控制形成的沥青封堵油藏，四周被水包围，油水关系复杂。

2) 油藏最外层由“沥青壳”和“高阻层”共同构成“稠化带”，其岩心、电性、物性以及地球化学特征有别于下部油层。

3) SAGD 蒸汽腔温度高于 200℃，汽腔波及“稠化带”时将破坏其原有的封堵能力，控制蒸汽腔与“稠化带”的安全距离，是防止馆陶油藏顶水下泄的关键。

## 基金项目

国家科技重大专项“辽河、新疆稠油/超稠油开发技术示范工程”(2016ZX05055)。

## 参考文献 (References)

- [1] 张厚福. 石油地质学[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999.
- [2] 严科, 任怀强. 稠油油藏油水倒置现象探讨——以孤岛油田中一区馆陶组 6-7 砂层组为例[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(5): 635-640.
- [3] 才业, 樊佐春. 辽河油田边顶水超稠油油藏特征及其成因探讨[J]. 岩性油气藏, 2011, 23(4): 129-132.
- [4] 廖兴明, 张占文. 欢曙上台阶馆陶组凝结型油藏的形成条件及分布规律[J]. 辽宁地质学报, 1992(2): 80-87.
- [5] 范铭涛, 杨智明, 田宝忠, 等. 青西油田稠油及沥青成因探讨[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(1): 40-41.
- [6] Rubinstein, I., Stuause, O.P., Spycherelle, C., et al. (1977) The Origin of Oil Sand Bitumens of Alberta. *Geochim Cosmochim Acta*, **41**, 1341-1353. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(77\)90077-1](https://doi.org/10.1016/0016-7037(77)90077-1)
- [7] 邓运华. 渤海油区稠油成因探讨[J]. 中国海上油气, 2006, 18(6): 361-364, 371.
- [8] 冯子辉, 廖广志, 方伟, 等. 松辽盆地北部西斜坡区稠油成因与油源关系[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(4): 25-28.
- [9] 李素梅, 庞雄奇, 高先志, 等. 辽河西部凹陷稠油成因机制[J]. 中国科学(D 辑: 地球科学), 2008, 38(A1): 138-149.
- [10] 朱芳冰. 辽河盆地西部凹陷稠油成因类型及其油源分析[J]. 地质科技情报, 2004, 23(4): 55-58.
- [11] Peters, K.E. and Moldowan, J.M. (1993) *The Biomarker Guide Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. Prentice Hall, Upper Saddle River, 252-265.

**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：2330-1724，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：[ojs@hanspub.org](mailto:ojs@hanspub.org)