



Research  
Deep Matter & Energy—Review

## 陆上超深层油气勘探理论进展与关键技术

郭旭升<sup>a,\*</sup>, 胡东风<sup>a</sup>, 李宇平<sup>a</sup>, 段金宝<sup>a</sup>, 张学丰<sup>b</sup>, 范小军<sup>a</sup>, 段华<sup>a</sup>, 李文成<sup>a</sup>

<sup>a</sup> SINOPEC Exploration Company, Chengdu 610041, China

<sup>b</sup> Institute of Oil & Gas; School of Earth and Space Sciences, Peking University, Beijing 100871, China

### ARTICLE INFO

#### Article history:

Received 28 June 2018

Revised 24 October 2018

Accepted 22 January 2019

Available online 26 April 2019

#### 关键词

油气勘探

超深层

油气来源

储层

油气富集

勘探开发技术

### 摘要

中浅层越来越难以发现新的大型油气藏,世界油气勘探有向深层-超深层进军的趋势。近些年来,中国在超深层领域,包括在碳酸盐岩和碎屑岩储层中,取得了令人瞩目的油气勘探成果,发现了(超)大型油(气)田。为了分享这些油气藏的勘探开发经验,本文从油气成藏机制和关键技术两方面进行了总结。超深层油气来源于多元供烃和长期充注。由于低地温梯度或超压作用,在超深层仍然可发育液态烃;且由于深部烃-水-岩反应或深源气体的加入而使超深层天然气组分复杂化。这些油气主要储存于原始高能礁滩或砂体沉积体中,它们具有较高的原始孔隙度。后期溶蚀、白云岩化、破裂作用常使得储层次生孔隙发育。而烃类较早充注等保持性成岩作用,则使得早期孔隙得以保存至今。超深层油气成藏一般呈现近源富集和持续保存的规律。超深层油气藏的有效勘探开发离不开关键技术的支持。采用最新的地震信号采集及处理、低孔渗带预测和气水识别等技术使得超深层油气得以被发现,而先进的钻完井和油气测试技术则保证了这些油气田的有效开发。

© 2019 THE AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

## 1. 引言

经过多年的油气勘探,中浅层发现油气田的难度越来越大。随着理论发展和技术进步,全球油气勘探有向深层(4500~6000 m)、超深层(>6000 m)进军的趋势,深层发现了越来越多的油气田。2008年以来,超深层油气产量大幅度增加。

超深层油气勘探潜力巨大。全球范围内,超深层油气最富集的六大盆地为:墨西哥湾盆地、塔里木盆地、南加勒比海盆地、阿拉伯盆地、桑托斯盆地及四川盆地。目前已在这些盆地发现了120个超深层油气田,获得大量探明储量。

中国超深层领域也是油气勘探的重要目标。目前已发现了几大油气田。本文将介绍这些勘探进展,重点分析了这些油气田的油气来源、储层发育、油气富集规律等特征,并介绍了油气勘探开发过程中用到的关键技术。

## 2. 中国超深层领域勘探发现

目前中国的超深层勘探主要集中在四川盆地和塔里木盆地。近年来,发现了几个大型油气田,如四川盆地元坝气田以及塔里木盆地塔河油田和克深-大北气田。目前为止,已探明 $2.55 \times 10^9$  t油当量,占资源量的11.6%(表1、图1)。这些勘探与研究进展已被中国石油天然

\* Corresponding author.

E-mail address: [guoxs.ktnf@sinopec.com](mailto:guoxs.ktnf@sinopec.com)

气集团有限公司 (China National Petroleum Corporation, CNPC)、中国地质学会 (Geological Society of China, GSC)、中国石油学会 (Chinese Petroleum Society, CPS) 等列入中国年度“十大科技进展”(表1)。然而, 超深层领域资源潜力巨大, 大部分还有待发现。

这些勘探发现表明, 超深层油气藏储层类型丰富, 包括碳酸盐岩、碎屑岩和火成岩, 其中以海相碳酸盐岩和陆相三角洲相碎屑岩为主(表2)。

## 2.1. 碳酸盐岩储层

中国的超深层碳酸盐岩储层主要分布于四川盆地和塔里木盆地的古生界到元古界地层中。四川盆地超深层主要产出天然气, 潜力储层在全盆地均有分布, 但目前在超深层领域主要发现了元坝气田, 少部分发现位于龙岗气田(图2)。

元坝气田位于川北坳陷。天然气主要储存于上二叠统长兴组和下三叠统飞仙关组礁滩储层, 埋

表1 2010年以来国内石油超深层领域十大科技进展

Year	Major progress in ultra-deep petroleum exploration	Awarded organization
2010	(Ultra) Deep exploration technology in the shallow sea region promoted the discovery of a giant gas pool in the mature exploration area in the Gulf of Mexico	CNPC
2011	The Yuanba exploration project, a sub-project of Marine Exploration in Northeastern Sichuan Basin, found the deepest large gas field in China	GSC
2012	The hydrocarbon supply theory for deep stratum was widely promoted	CNPC
2012	A giant gas field was found in the carbonate strata with a depth greater than 6500 m in the Hanilcatam area, Tarim Basin	GSC
2014	A natural gas exploration project was undertaken in Kelasu, Tarim Basin	GSC
2015	The tolerance temperature of downhole tools broke the record and reached 200 °C	CNPC
2016	High and stabilized production technology was developed for big reef gas fields with ultra depth and high sulfur content in the Yuanba Area	GSC
2016	Ultra-deep horizontal well drilling and completion technology was developed	CPS

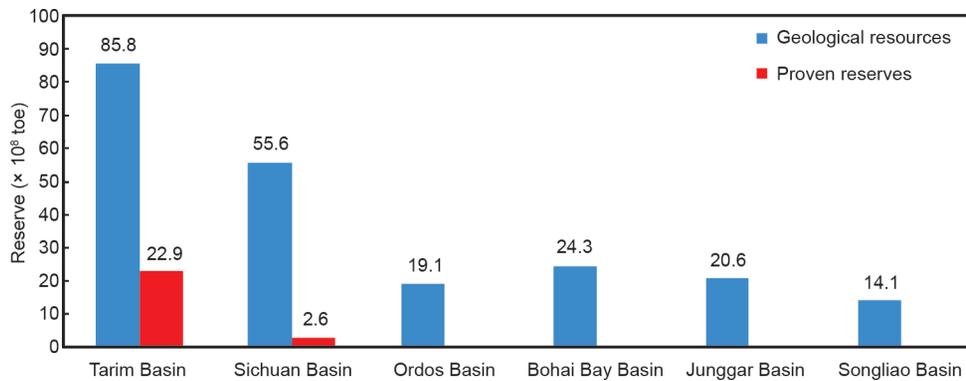


图1. 中国六大主要盆地超深层领域地质资源量和探明储量。toe: 吨油当量。

表2 超深层储层类型及主要发现

Reservoir types	Sedimentary facies	Major discoveries with formations and locations
Carbonates	Marginal platform reef-shoal	Upper Permian Changxing formation and Lower Triassic Feixianguan Formation (Yuanba, Sichuan Basin) Ordovician (Tazhong No. 1 structure, Tarim Basin)
	Shoal (grain beach)	Carboniferous (Tazhong No. 4 structure, Tarim Basin)
	Dolostone	Carboniferous (Sichuan Basin)
	Karstic weathering crust	Ordovician (Tahe, Halahatang, Lunnan and Lungu, Tarim Basin)
	Fault/fracture	Ordovician (Shunbei, Tarim Basin)
Clastic rocks	Delta deposits	Cretaceous (Keshen–Dabei Gasfield, northern Tarim Basin)

深6500~7110 m, 平均孔隙度为5.2%, 探明储量为 $2.19 \times 10^{11} \text{ m}^3$ , 其中,  $\text{CH}_4$ 含量为88.35%、 $\text{H}_2\text{S}$ 含量为5.22%、 $\text{CO}_2$ 含量为6.8%[1]。在元坝气田东南几十公里处, 发现了龙岗礁滩气田埋深略浅且类型基本相同的超深储层, 天然气探明储量为 $4.1 \times 10^{10} \text{ m}^3$ 。

在川西坳陷山前带, 埋深大于6000 m的雷口坡组顶部储层中也发现了高产气流。其中, Yangshen-1井在雷口坡组四段日产气达 $6 \times 10^5 \text{ m}^3$ , 展示了良好的勘探潜力。

塔里木盆地超深层大油气田主要分布于塔北、塔中(图3), 主力产层为中下奥陶统, 寒武系也具有一定勘探潜力。

塔北地区所发现的最大油田是轮南-塔河岩溶缝洞型油田。其含油面积达 $2800 \text{ km}^2$ , 由100多个大小不一的岩溶缝洞储油单元组成。即使是在埋深达6000 m以上的层段, 这些表生岩溶缝洞依然完好保存至今。2006年, 在塔北阿克库勒凸起东南部钻探了深达8408 m的Tashen-1井, 在寒武系优质白云岩储层中发现了液态烃。2014年年底, Tashen-3井区中-下奥陶统单井完钻井深为6168.24~6724.00 m, 先后发现了厚达160~350 m的古风化壳之下的缝洞体, 并获得高产油流。截至2014年年

底, 塔河奥陶系提交探明地质储量为 $1.377 \times 10^9 \text{ t}$ 。

在塔中, 超深层油气主要沿塔中I号断裂带分布。2013年, Zhongshen-1井在6861~6944 m下寒武统肖尔布拉克组也获得油气突破, 获得日产 $1.585 \times 10^5 \text{ m}^3$ 天然气。之后, Zhongshen-5井在6562~6671 m发现液态烃, 经酸压后用6 mm油嘴最高日产油 $24.17 \text{ m}^3$ 、气 $11804 \text{ m}^3$ [2]。在塔中I号断裂带下盘的顺托果勒低隆地区, 储层埋深一般为6600~8000 m, 地层压力达82~172 MPa, 地层温度达184~207 °C。其中, 井深达7874 m的Shuntuo-1井在奥陶系储层中日产天然气 $3.88 \times 10^5 \text{ m}^3$ 。其南边的顺南地区, 在奥陶系6300~6700 m井深处钻获日产 $2.6 \times 10^5 \sim 1.1 \times 10^6 \text{ m}^3$ 的天然气; 其北边的顺北地区也在奥陶系发现了埋深超过6300 m的超深层石油, 其中, Shunbei-1CX井日产油 $132 \text{ m}^3$ 、气 $4.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 深部热液使得基底断裂附近发生溶蚀, 形成缝洞储层。

## 2.2. 碎屑岩储层

针对超深层碎屑岩储层, 我国钻探了多口超深层钻井, 如塔里木盆地以白垩系为目的层的Keshen-1井(8023 m)、Keshen-902井(8038 m)、Bozi-1井(7014 m)

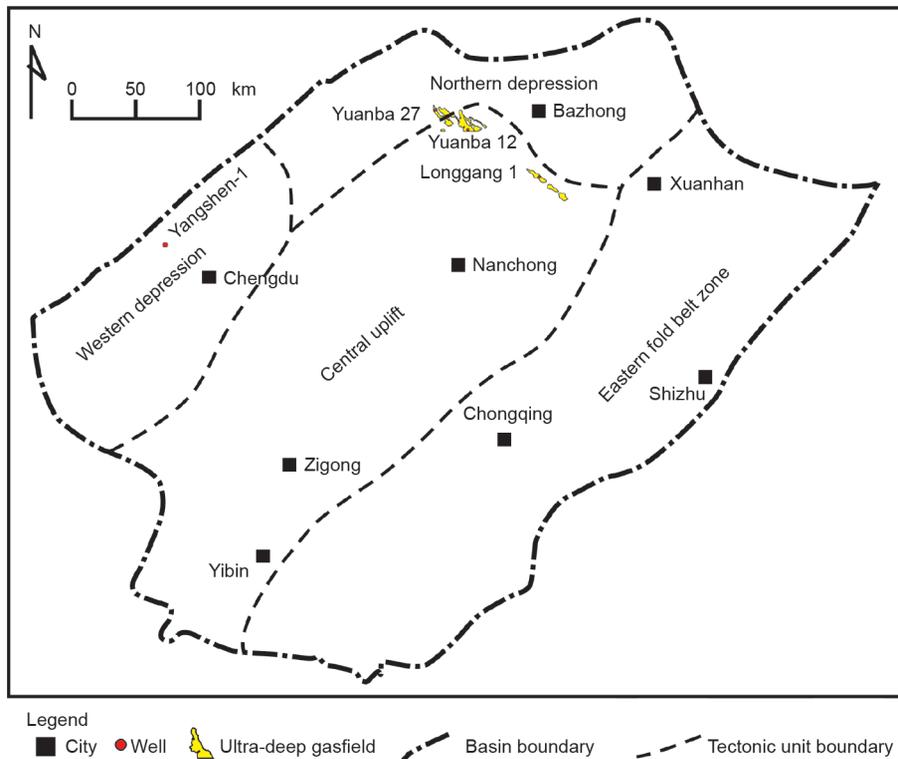


图2. 四川盆地超深层大气田分布图。

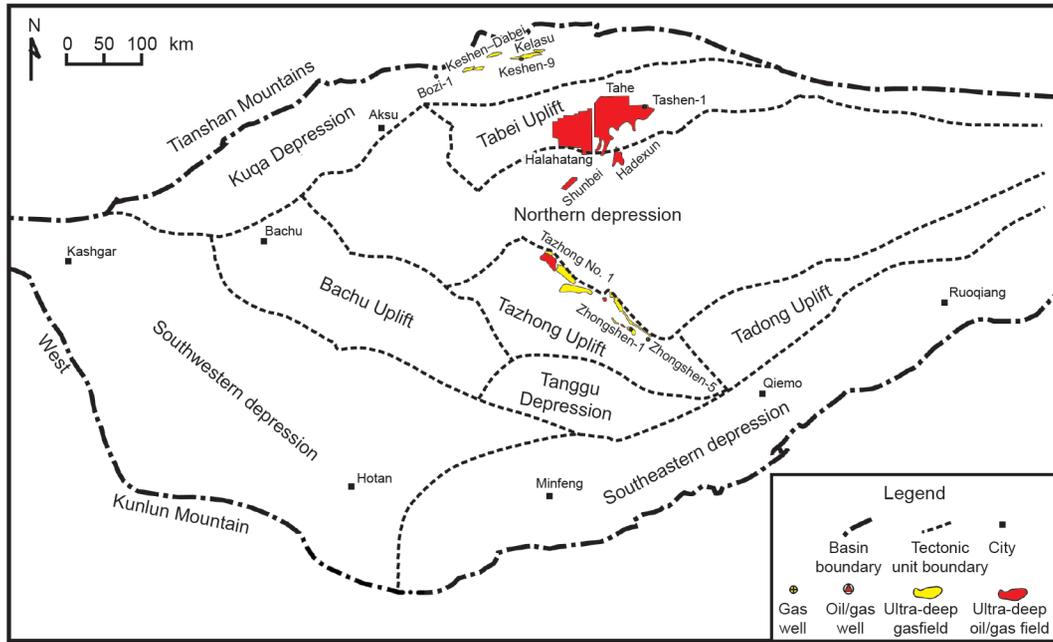


图3. 塔里木盆地超深层大油气田分布图。

等，以上奥陶统为目的层的Adong-1井（7680 m）以及渤海湾盆地以古近系为目的层的Niudong-1井（6027 m）。目前仅在塔里木库车坳陷发现了克深-大北气田。

克深-大北气田位于塔里木盆地库车坳陷的克拉苏断裂下盘克深区带，其碎屑岩储层中具有丰富的天然气资源。超深层发现了白垩系优质三角洲砂体储层，埋深达6000~8000 m，地层压力为88~136 MPa，地层温度为120~184 °C，储层厚200~300 m，纵向叠置、横向连片，面积为 $1.8 \times 10^4 \text{ km}^2$ ，孔隙度为5.7%~7.9% [3]。其中，2008年8月28日钻探的Keshen-2井在6573~6696 m白垩系井段获得日产 $4.66 \times 10^5 \text{ m}^3$ 的工业油气流，由此发现了克深气田。Keshen-9井在7445~7552 m井段砂岩测试，更是获得日产 $1.13 \times 10^6 \text{ m}^3$ 高产工业气流，气藏压力为127.4 MPa，井口油压为100 MPa。目前已发现14个气藏，其中，大型气藏5个（Keshen-8、Keshen-9、Keshen-6、Keshen-13、Bozi-1），探明储量为 $8.3 \times 10^{11} \text{ m}^3$ ，控制及预测储量为 $3 \times 10^{11} \text{ m}^3$ 。

另外，在松辽盆地，超深层碎屑岩储层已实现工业开发。在渤海湾歧口地区，超深层也被确定为潜力区。

### 3. 超深层油气来源

超深层油气勘探首先要解决的是油气来源的问题。经典的“干酪根热解成烃理论”[4]利用干酪根成烃油气地化特征图版，建立了油气成因模型。但这一模型过

于笼统[5-7]，越来越难以解释超深层复杂的油气来源。经过长期的地质演化后，超深层油气的成分异常复杂，常显示为多种来源混合、多期形成的特征，这是因为超深层油气藏常具多源供烃和多期充注机制。

#### 3.1. 多源供烃

超深层天然气主要有两大类来源，一是原油裂解，包括直接裂解成气和裂解产物沥青再次生烃成气。另一种为烃源岩（干酪根）裂解气，烃源岩成熟后，由烃源岩（干酪根）直接裂解成气。

##### 3.1.1. 原油裂解气

烃源岩经长时间深埋达到成熟后，开始生烃；再经过运移，聚集到有效圈闭中，形成古油藏；随着埋深进一步增加，温度升高至160 °C以上，古油藏开始裂解，一方面形成古气藏，在后期构造调整与再聚集的作用下，形成现今气藏；另一方面，原油裂解的另一产物是固体沥青，其在热作用下，可再次生烃，构成天然气的另一重要来源[8, 9]。

古油藏或沥青裂解可能为超深层天然气的重要来源。对于偏腐泥型有机质，天然气绝大部分来自于干酪根先期生成的原油的裂解，只有少部分天然气来自于干酪根的裂解[10]。

中国四川盆地的元坝长兴组海相礁滩大气田、塔里木盆地塔中地区Zhongshen-1井寒武系盐下气藏等

均属于典型的原油裂解气[11-13]。通过对元坝长兴组礁滩气田天然气的 $\ln(C_2/C_3) - \ln(C_1/C_2)$ 值的变化和 $(\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_3)$ 与 $\ln(C_2/C_3)$ 的关系分析,表明天然气来源于上二叠统烃源岩, $C_2/C_3$ 值增大明显, $C_1/C_2$ 值变化相对较小,且主要为原油裂解气(图4[1]),储层中可见大量焦沥青。同位素资料分析表明,塔中的Zhongshen-1井天然气也主要源自原油裂解[13]。

### 3.1.2 烃源岩(干酪根)裂解气

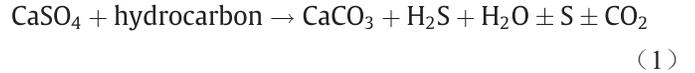
对于腐植型有机质,天然气绝大部分是来自于干酪根裂解[10]。塔里木盆地克深-大北气田白垩系砂岩气是干酪根裂解气,主要来自三叠系烃源岩,其现今 $R_o$ 达到1.5%以上,达到裂解气的形成条件[14]。

总的来看,多源供烃理论突破了干酪根降解生烃的已有理论框架,不仅证明超深层领域具有丰富的烃源和巨大勘探潜力,而且对其他烃源岩过成熟地区的油气勘探具有重要指导意义[12]。

### 3.1.3 热化学硫酸盐还原反应作用改变气藏组分

$H_2S$ 含量高低是不同超深层天然气藏气体组分的最大差异之一。天然气藏中的 $H_2S$ 不外乎以下3种来源:①干酪根或原油中含硫化化合物的热裂解;②细菌或微生物的硫酸盐还原作用(bacterial sulfate reduction, BSR);③热化学硫酸盐还原作用(thermochemical

sulfate reduction, TSR)。目前普遍认为,超深层天然气中高浓度( $>5\%$ )的 $H_2S$ 只能来源于TSR[15-18],即硫酸盐(石膏或硬石膏)和烃类之间的反应:



元坝地区长兴组超深层天然气中 $H_2S$ 与 $CO_2$ 气体含量较高。统计表明,元坝I区块 $H_2S$ 含量一般大于5.0%,最高在12.0%~15.0%, $CO_2$ 含量一般在5.0%~20.0%;元坝II区块的 $H_2S$ 含量一般在1.0%~6.0%, $CO_2$ 含量一般在2.5%~12.5%。尽管I、II区块各个井区非烃气体的含量有明显变化,但是,各个井区 $H_2S$ 与 $CO_2$ 含量存在明显的正相关关系[19],表明它们都是TSR反应的产物,是该区天然气被化学改造的结果。

### 3.1.4 深源气体加入使天然气组分复杂化

深部幔源或壳源如He、 $N_2$ 和 $CO_2$ 等气体的加入会使超深层天然气成分复杂化。大量实例表明,这些气体本身可能具有商业开采价值。在我国所发现的深源非烃气藏主要分布在中东部郯庐断裂带附近气井中,He气浓度超过0.05%, $CO_2$ 含量超80%甚至可达近100%[20]。这些实例包括:①苏北黄桥二叠系 $CO_2$ 气田,纯度达99.9%,目前探明储量 $1.42 \times 10^{10} m^3$ ;②松辽盆地万

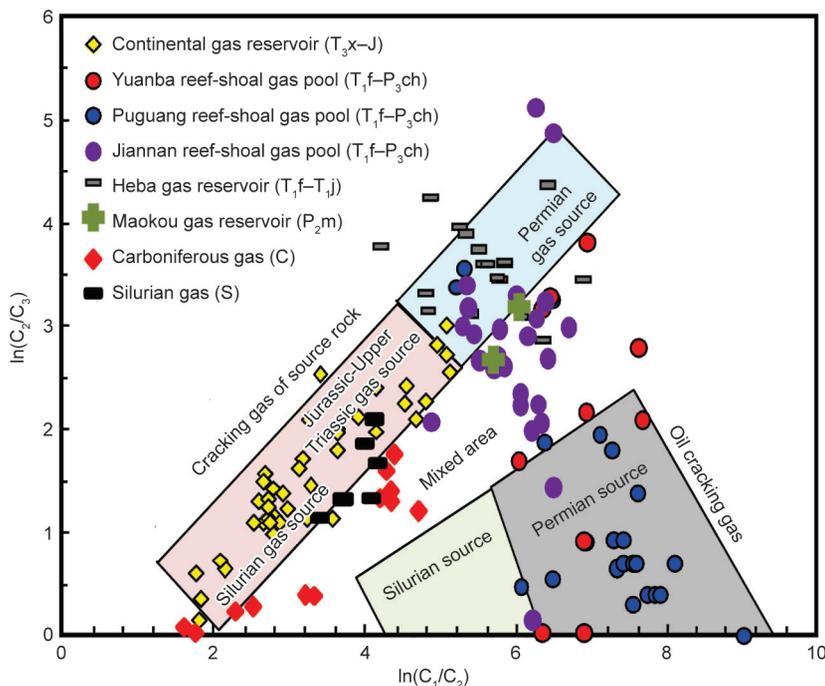


图4. 四川盆地天然气 $\ln(C_2/C_3)$ 与 $\ln(C_1/C_2)$ 交汇图 (Reproduced from Ref. [1] with permission of Marine Origin Petroleum Geology, © 2014)。

金塔构造、辽河盆地Jic-3井氦气含量丰富；③西部四川威远气田氦气含量达0.1%~0.34%；④大南方外围地区南盘江北缘Yang-1井氦气含量达1.28%，Shuang-1井氦气0.1%~1.28%。

深源气体一般沿深大断裂运移，进入气藏后，使得天然气组分中非烃气体的含量异常，改变了气藏的原有组分特征。反过来，气藏组分的复杂化增加了对超深层油气源的判别及气藏成藏规律的认识难度。

### 3.2. 超深层液态烃发育

地层温度随着埋深增加而升高，而烃类的形成和演化又与温度密切相关。不但烃源岩的生烃过程会在一定温度线以上趋于停止，而且在高温条件下液态烃常会裂解成气。因此，油气勘探存在“生油窗”和“生烃死亡线”[21]，绝大多数油气储存在地层温度为60~120 °C的地带[22]。而在超深层温度常高于120 °C的条件下，找到液态烃的机会非常渺茫。

然而，勘探已证实超深层仍可见液态烃。在塔里木盆地Zhongshen-1井6000 m以下的寒武系、Tashen-1井8000 m以下的寒武系及渤海湾盆地Niudong-1井的中元古界蓟县系，均发现了液态原油。这些实例和研究成果表明，石油液态窗可随地质条件而发生改变，特别是低地温梯度和超压作用常常是超深层液态烃得以发育的主要因素。

#### 3.2.1. 低地温梯度

超深层地层常具有高温。但低地温梯度盆地由于受低热流值的控制，地层压实作用往往较高地温梯度盆地弱，在一定程度上使得烃源岩生烃时间滞后，有利于冷盆超深层油气生成。由于晚期快速深埋，我国西部如塔里木盆地具低地温梯度（15~25 °C·km<sup>-1</sup>），在超深层仍然具备生烃能力；而东部如松辽盆地等具高地温梯度（38~42 °C·km<sup>-1</sup>），基本无生烃能力[23]。近期，在塔中北部顺托果勒隆起的勘探发现表明，由于长期处于低地温背景，下寒武统烃源岩在喜马拉雅期仍处于凝析油-天然气生成阶段[24]。甚至有学者认为，塔里木盆地海相原油在低地温梯度和晚期快速深埋背景下，液态石油因裂解而大量消亡的深度下限在9000~10 000 m以下，对应的储层温度大于210 °C [25]。

#### 3.2.2. 超压效应

超深层储层常发育高压[26]。在超压条件下，有机

质的热演化受到抑制，有机质生烃和原油裂解均会延后发育[27]。因此，在超深层领域仍然可能形成液态石油，或被完好保存下来。

### 3.3. 多期充注

叠合盆地多期构造运动叠加，控制了多元母质的多期生烃过程。受此影响，超深层油气藏往往具有多期充注的特征。

超深层气藏常来源于已聚集原油的裂解，不同演化阶段、不同赋存状态的沥青其热裂解及多期（一次、二次甚至三次）生烃常是深层-超深层天然气的主要富集机制[28]。库车前陆盆地大北气田白垩系超深砂岩储层中，油气地球化学及流体包裹体数据表明，大北地区存在两期油和一期天然气充注，是其高产富集的重要因素[29,30]（图5）。

## 4. 储层形成主控因素

储层是否发育及其规模大小是制约超深层油气勘探成功与否的关键因素之一。超深埋条件下，地层一般处于高温、高压条件，且一般都经历过长期、多期的构造运动和成岩作用，常常因压实、压溶、胶结等破坏性成岩作用而使储层孔隙消失[31]。

超深层储层发育的关键因素要从原始孔隙发育、次生孔隙形成以及储层孔隙的持续有效保存三个方面来理解。

### 4.1. 高能相带控制原始孔隙发育

大型高能沉积体是大型油气储层形成的物质基础。对碳酸盐岩来讲，高能沉积主要是台地边缘的礁滩复合体及台内滩沉积，其沉积面积较大，初始孔隙度较高。在元坝地区，这些礁滩面积可达350 km<sup>2</sup>（图6）[12]，原始孔隙度可高达40% [32]。

在碎屑岩领域，高能沉积主要是三角洲和潮道砂体沉积。例如，在挪威的斯瓦尔巴特群岛东部（Eastern Svalbard），中-上三叠统的潜力储层就位于三角洲前缘和潮道砂体中[33]。我国在塔北克深-大北气田找到了优质三角洲砂体，厚200~300 m，孔隙度达5.7%~7.9%（图7）[3]。

### 4.2. 次生孔隙形成机制

碳酸盐岩、碎屑岩储层中常发育次生孔隙。且大多

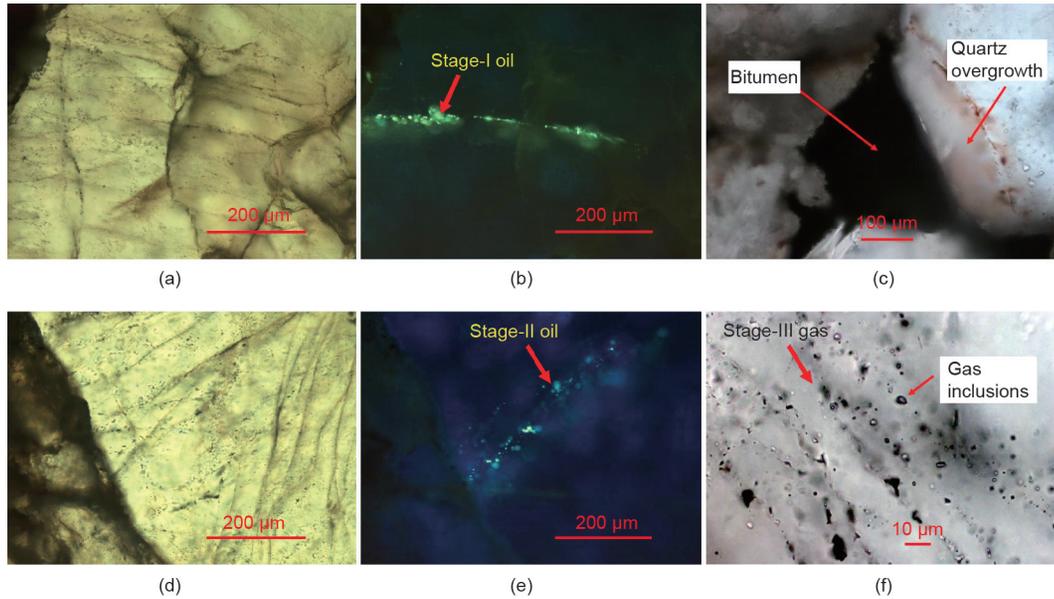


图5. 大北1井荧光薄片显示有三期油气充注过程。(a) 单偏振光;(b) (a) 的荧光, 其中, 黄色荧光油包裹体为第一阶段成熟度较低的原油充填体;(c) 单偏振光焦沥青(原油裂解产物);(d) 单偏振光;(e) (d) 的荧光, 其中, 蓝白色荧光油包裹体为第二相成熟度较高的原油充填体;(f) 流体包裹体, 其中, 黑色气体包裹体代表晚期天然气充填(Reproduced from Ref. [29] with permission of China University of Geosciences, © 2010, and from Ref. [30] with permission of China University of Mining and Technology, © 2015)。

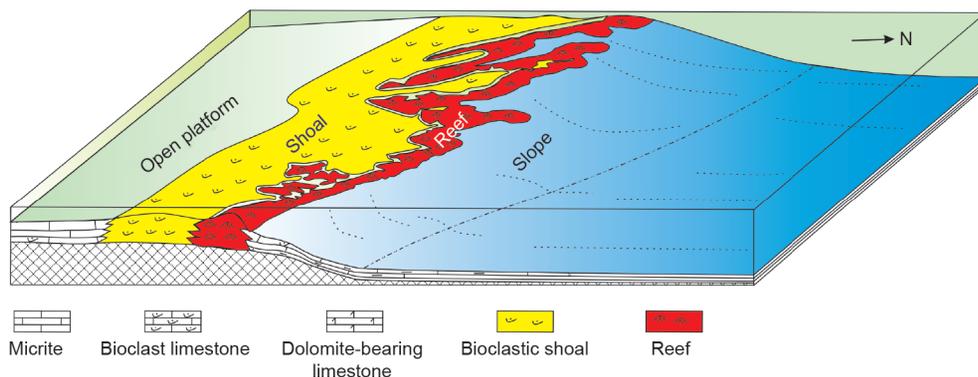


图6. 元坝礁滩沉积模型 (Reproduced from Ref. [12] with permission of Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, © 2018)。

数情况下, 碳酸盐岩储层孔隙是以次生孔隙为主的[31, 34]。储层次生孔隙的形成常与溶蚀、白云岩化和破裂作用有关。

#### 4.2.1. 溶蚀

溶蚀作用是形成次生孔隙的关键。在长期地质历史过程中, 地层与海水、淡水、地层水或深部热液(热水)接触, 常发生溶蚀作用。

准同生溶蚀作用在礁滩相储层中常见。台地边缘礁滩或台内滩因其处于古地貌高部位, 对海平面的升降比较敏感。在频繁的海平面升降过程中, 礁滩储层易发生暴露、淋滤并被大气淡水溶蚀。这些作用过程可由C、

O同位素等地球化学数据及大量的结构选择性孔隙等反映[11]。

与大型不整合相关的表生岩溶作用常常是大型不整合岩溶储层、潜山储层发育的关键。大型不整合之下常发育大规模溶蚀, 形成岩溶型储层。与大型不整合面相关的油气田有很多, 其中, 塔河油田是中国最大的油田[35]。

深部溶蚀作用是深层、超深层碎屑岩有效储层形成的普遍机制。一般认为, 主要通过有机质成熟产生的有机酸和无机酸等对粒间碳酸盐胶结物和长石、岩屑等易溶组分的溶蚀, 从而形成次生孔隙[36]。不过, 另一方面, 伴随着溶蚀作用的发生, 也会形成自生黏土矿物和

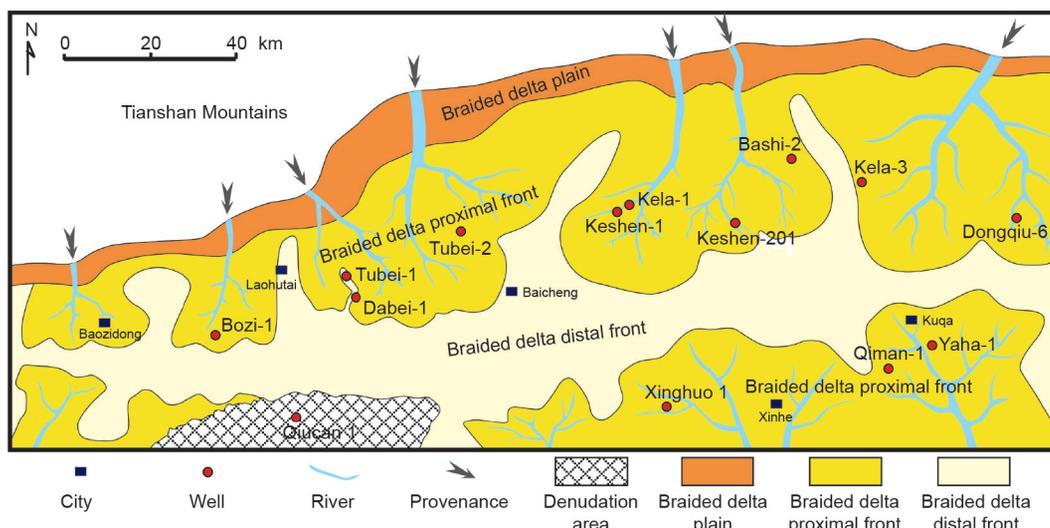


图7. 克深-大北地区白垩纪沉积相图 (Reproduced from Ref. [3] with permission of Natural Gas Geoscience, © 2014)。

硅质胶结物等，这些产物如果留在溶蚀部位附近而未能有效带出，则会堵塞孔隙[37]。

但是，关于深部溶蚀在碳酸盐岩中的贡献，一直争议较大。很多学者认为深埋条件下，常发生有机酸溶蚀[38]、CO<sub>2</sub>溶蚀[39]、H<sub>2</sub>S溶蚀[40]或热液溶蚀[41]等，是深部储层发育的关键。但Ehrenberg和Nadeau[31]指出碳酸盐岩储层中大部分孔隙发育的差异与沉积（控制岩石组成和结构）、早期成岩作用、埋藏史和热史有关，虽然埋藏溶蚀可能发生，但贡献较小。

#### 4.2.2. 白云岩化

世界上很多地方的下古生界灰岩很致密，而白云岩孔隙发育[42,43]。这一方面，可能是在早期开放体系下，白云岩化过程是Mg<sup>2+</sup>等摩尔交代Ca<sup>2+</sup>，从而使得晶体体积变小，而孔隙空间变大；另一方面，白云岩化之后，岩石的成分和结构组成发生改变，而白云岩相对灰岩更抗压实压溶，因此可以更好地保存孔隙，在深部相对灰岩更易溶，且更易发生破裂，可能有更多的孔隙形成，因此，超深层白云岩储层品质总体优于灰岩储层[44]。符合这一规律的典型实例如四川盆地超深层元坝气田长兴组白云岩储层，我们提出了浅埋藏白云岩化的观点，并认为白云岩化是超深层优质储层发育的重要因素[11]。

#### 4.2.3. 破裂作用

构造裂缝不仅直接增加储集空间，大幅度改善渗透率，而且还是多种性质流体的通道。这些通道一方面能

为储层带来溶蚀性流体，在某个阶段形成溶蚀孔洞；另一方面，也可能带来过饱和流体，并沿断裂、裂缝发生胶结或充填作用，这种情况下，会堵塞孔隙，并降低储层孔渗性。

原油裂解导致超压，岩石在局部超压的情况下易产生大量微裂缝。这是一种特殊的破裂缝，是储层渗透性改善的关键[11]。元坝气田处于川北坳陷与川中低缓构造带结合部，为九龙山背斜构造带、通南巴构造带及川中低缓构造带所围限的负向构造区，处于构造应力挤压弱变形区，不利于构造断裂、裂缝的发育。但长兴组白云岩储层段发育密集微细裂缝，以低角度为主，方向与区域构造应力场相关性不强，往往呈树枝状、放射状或交叉网状，其中大多被沥青充填，而在非储层灰岩段裂缝不发育。这种微裂缝与古油藏裂解成气引起储层超压（在晚侏罗世-早白垩世压力系数高达2.19）并导致水力破裂有关（图8）。

#### 4.3. 原始孔隙和次生孔隙的保存

原始孔隙和早期次生孔隙易被压实、压溶、胶结等成岩作用破坏，因此，超深层地层必须经历有效的保持性成岩作用，才能形成超深层优质储层[44]。对碳酸盐岩和碎屑岩来讲，低地温梯度、早期长期浅埋-晚期快速深埋过程、早期黏土或碳酸盐矿物胶结、异常高压、膏盐效应和早期烃类充注等因素是超深层储层孔隙得以有效保持的主要因素[36,44,45]。

早期烃类的充注对于储层孔隙的保持具有重要意义。烃类充注伴随大量有机酸及含CO<sub>2</sub>和H<sub>2</sub>S的流体进

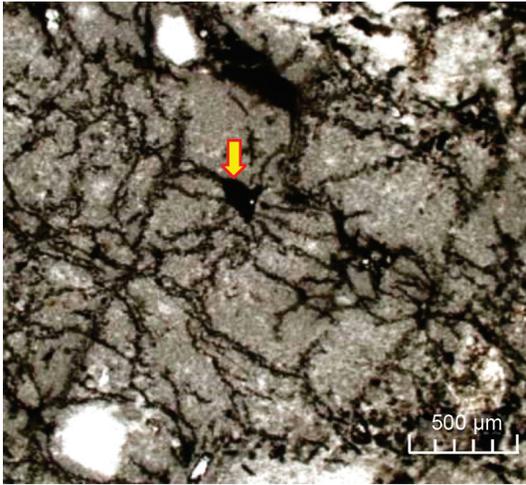


图8. 原油裂解引发的水力破裂微裂缝。箭头所指的是充满焦沥青的孔隙，周围发育有微裂缝；P<sub>3</sub>ch, Well Yuanba-204, 6550 m。

入储层，不仅使原有孔隙进一步溶蚀扩大，而且使孔隙流体呈弱酸性，抑制成岩胶结作用，从而有效地保存了孔隙，保护了储层。另外，烃类进入储层，改变了储层岩石的润湿性，从亲水性变为亲油性，并在储层孔隙表面形成一层油膜，后期原油裂解形成的炭质沥青附着于孔壁，均能有效地分割岩石与其他地层流体作用，从而阻碍了水-岩反应，抑制孔隙内部白云石的自形生长与重结晶作用以及方解石和石英等颗粒的胶结，对储层孔隙具有较好的保存作用。

## 5. 油气富集机制

如何理解超深层油气藏的油气富集机制是确定油气勘探目标的关键。超深层油气之所以能成藏，最重要的就是近源富集和持续保存机制。

### 5.1. 近源富集机制

统计发现，大中型超深层油气田一般分布于生烃中心附近。储层紧邻烃源岩，则运移路径短，油气充注强度大，在保存条件较好的储层发育带往往易形成大-中型油气田。元坝长兴组台缘礁滩气田紧邻二叠系吴家坪组-大隆组优质烃源岩[12]。其中，吴家坪组烃源岩厚度为30~80 m，总有机碳（total organic carbon, TOC）含量可达2%以上，有机质生物源主要以水生生物为主，类型为IIA型。该套烃源岩具有厚度大、丰度高、类型好的特点，至早侏罗世烃源岩处于生烃高峰，加上纵向上紧邻长兴组台地边缘相带储层，有利于烃源岩初次排出的烃类进入储层。同时，该气田横向上紧邻与长兴组同期

异相的大隆组烃源岩。总体上两套优质烃源岩生烃强度达 $3 \times 10^9 \sim 7 \times 10^9 \text{ m}^3 \cdot \text{km}^{-2}$ [12]，生烃强度大，元坝是油气运移的有利富集区。在塔里木盆地，克深-大北地区白垩系砂岩储层也是紧邻库车坳陷三叠系优质烃源岩[3]。

### 5.2. 持续保存机制

持续保存包括良好的盖层条件与相对稳定的构造背景。盖层是盆地或坳陷油气成藏的关键因素之一，一个盆地或坳陷中有无盖层决定了其勘探前景。盖层的规模（分布面积、厚度、连续程度等）及质量直接决定了油气藏的形成、保存以及油气藏的规模，特别是经过多期次的隆升剥蚀及构造断裂活动，盖层的有效性是决定性的。盖层性质除受宏观岩性、厚度、分布范围及连续性影响外，还取决于岩石性质，如矿物组成（特别是黏土矿物和伊蒙混层矿物）、成岩作用阶段、孔隙度、渗透率（尤其是在地层条件下的孔、渗条件）、比表面积、突破压力、封盖高度、扩散系数等。例如，川东北元坝地区长兴组气田发育飞仙关组致密灰岩直接盖层及嘉陵江组-雷口坡组厚层（300~600 m）膏岩区域盖层。克深-大北气田古近系发育巨厚（100~1000 m）的膏盐与泥岩组成的区域性盖层[29]，致密且品质较好，突破压力可达60 MPa，封盖能力较好。

相对稳定的构造背景保证了早期形成的超深层油气藏得以保存至今。元坝气田位于龙门山北段前缘，为龙门山、米仓山和大巴山造山带所影响的低缓构造区，总体构造变形弱[12]，是原油裂解气得以持续保存的关键。克深-大北气田库车前陆坳陷带的构造相对稳定，晚期快速一次性充注形成的气藏同样得到较好地保存。

总之，良好的盖层条件加上相对稳定的构造背景，是元坝大气田与克深-大北气田形成的关键成藏因素。

## 6. 超深层勘探开发关键技术

超深层储层一般埋深大、隐蔽性强，加之常位于山地地区，构造与地形复杂，地表最大高差可达1000 m以上。使用常规地震手段识别超深层储层常存在识别率不高的问题。另外，超深层领域还具有钻井深、层系多、压力体系复杂、井温高、井壁稳定性复杂、地层非均质性强等特点，常使得超深层钻探面临钻井速度慢、复杂事故多、质量控制难度大、安全风险高、钻探能力不足等问题。因此，对于超深层油气勘探，必须要用到最新的、合适的地震勘探技术和钻完井与测试技术。

## 6.1. 地震勘探技术

### 6.1.1. 地震信号采集及处理技术

要准确识别储层，首先就要提升超深层地震资料的采集与处理水平。

采集时基于“饱和激发”理论[46]提升了超深目的层的有效能量。处理时采用了“层析成像静校正与分频静校正相结合”的方法，解决了复杂山地近地表效应难题；同时形成基于各向异性及吸收衰减介质模型的超深储层弱信号提取与补偿技术。

新的地震采集与处理技术相结合实现了复杂山地超深层礁滩储层地震高精度、高分辨率成像的技术突破。以元坝为例，相比于老资料，埋深大于6500 m的目的层有效能量提高70%以上，频带范围由原来的8~50 Hz拓展到4~80 Hz，主频提高15~18 Hz（图9 [12]）。

### 6.1.2. 低孔高渗带预测技术

超深层储层埋深大，特别是碳酸盐岩储层经过复杂的白云岩化、溶蚀等建设性成岩作用及压实、胶结等破坏性成岩作用后，储层常呈致密化或强非均质性，孔隙结构与孔渗关系复杂。元坝地区长兴组83.5%的储层段孔隙度小于2%，但是这类低孔高渗储层同样可以获得高产气流。因此，对于低孔高渗储层的预测是超深层油气勘探的重要方面。

传统的如Wyllie模型、Raymer模型等一元预测模型对于超深层碳酸盐岩储层的预测存在较大误差。根据岩心岩石物理测试数据，对Sun氏模型[47-49]进行简化计算，得到描述孔隙结构的“孔构参数”[11]。孔构参数越高，岩心裂缝越发育，渗透率越高。利用密度孔隙度-纵波速度交会图，分区建立孔隙度-速度、孔隙度-渗透率、渗透率-孔构参数关系（图10[12,50]），提高了孔隙

度预测精度，并可成功预测高渗透率储层。

### 6.1.3. 气水识别技术

勘探实践表明，超深层储层气水分布情况复杂，因此常常难以准确进行气水识别。在元坝地区，以前主要利用叠后吸收衰减类属性进行预测，钻探结果与预测结果出入较大。在元坝气田的勘探与开发过程中，开展了礁滩相碳酸盐岩岩石物理测试，发现含气白云岩储层的拉梅常数乘以密度值（ $\lambda\rho$ ）比含水时下降31.59% [51]。但是，元坝气田礁滩气藏平均埋深在7000 m左右，难以获得大角度地震信息。从实际资料来看，其入射角一般就27°左右，最大不超过30°。可利用叠前二项式弹性波阻抗反演方法[52]进行储层含流体识别，克服缺少大角度资料的问题。最终预测元坝气田高产富集带面积为98.5 km<sup>2</sup>，实施的10口探井均获日产百万立方米高产天然气流（图11）。

## 6.2. 钻完井与测试技术

20世纪90年代以来，国内通过在塔里木、四川盆地的攻关实践，使得超深井钻井技术从理论到工艺均取得了长足的发展和进步。在元坝地区，随着钻井装备和配套工艺技术的不断进步，钻深能力逐步提高，钻达了前人未能钻达的地质层位。由于超深井工程地质条件的复杂性，传统的井身结构设计方法难以保证顺利完钻，通过非常规井身结构设计技术应用，优化了超深井井身结构（表3）。增加套管层次，在钻井过程中，浅层以气体取代钻井液，中深层采用配套的聚晶金刚石复合片（polycrystalline diamond compact, PDC）钻头+螺杆、孕镶金刚石钻头+高速涡轮、扭力冲击发生器、旋冲钻具、混合钻头 etc [12]，大幅度提高了钻井速度。最新的堵

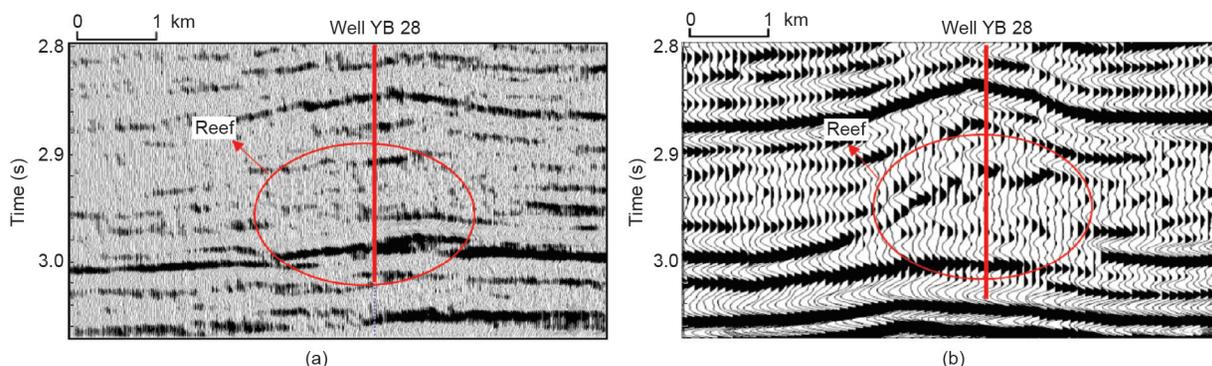


图9. 过元坝28井的老(a)、新(b)地震剖面信号对比图（Reproduced from Ref. [12] with permission of Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, © 2018）。

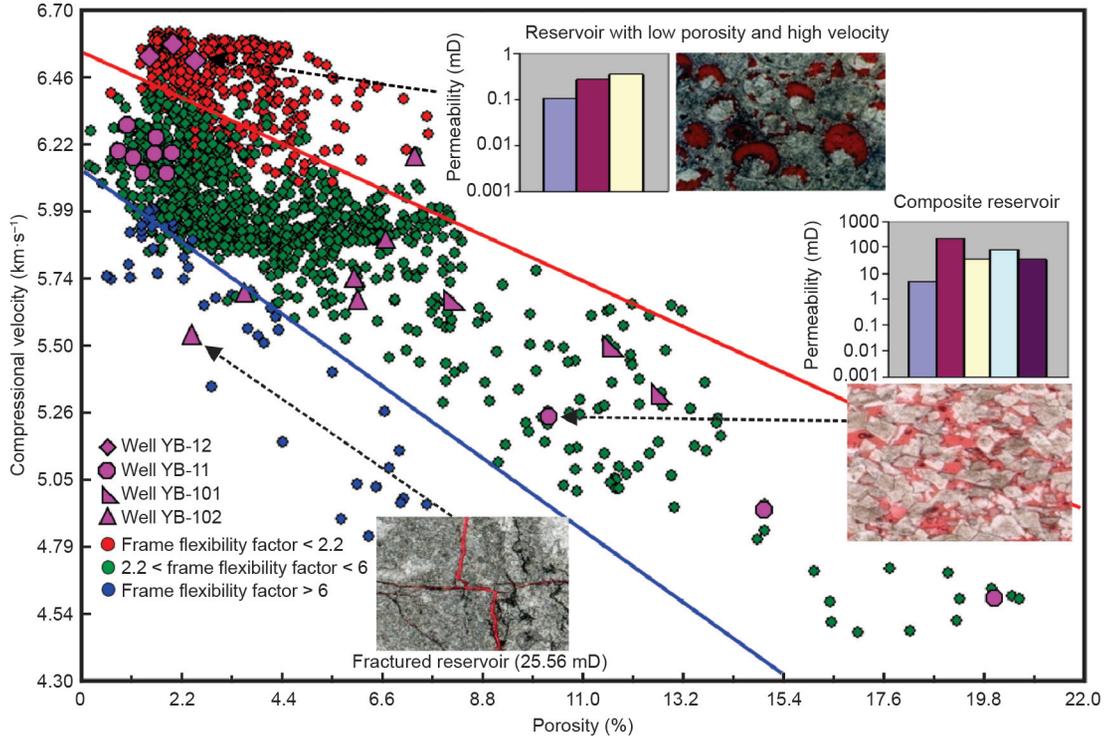


图10. 元坝地区二元结构孔隙参数-速度模型。1 mD = 0.986 923 3  $\mu\text{m}^2$  (Reproduced from Ref. [12] with permission of Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, © 2018)。

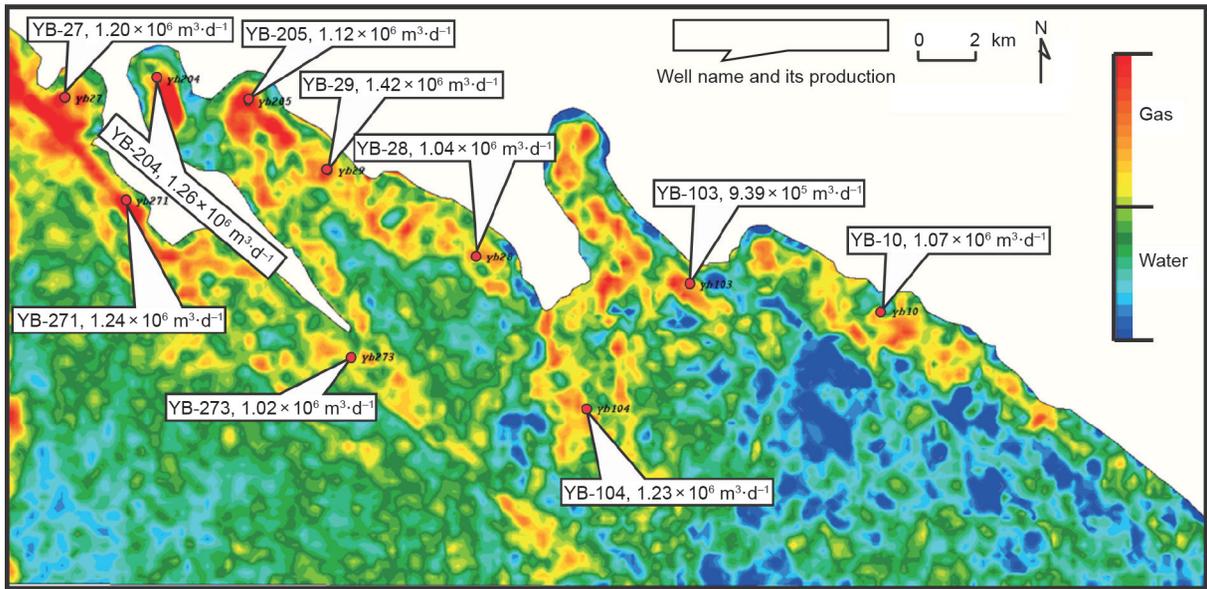


图11. 元坝长兴组生物礁储层气水识别与预测平面图。

漏和固井技术，则保证了钻井的成功率。这些超深井钻完井关键技术的应用，使得亚洲最深直井的记录被刷新。

川东北海相超深层普遍具有“四高一超”的特点，即高温、高压、高含硫、高产、超深。超深层油气勘探开发工作在完井后，面临着如何安全高效测试的难题。

在对常规环空压力响应 (annular pressure-responsive, APR) 测试管柱改进与提高的基础上，元坝地区形成了以“超正压射孔酸压测试技术”为核心的安全高效测试技术[12]。

采用三联作工艺能够缩短施工周期、有效降低测试成本 (图12)，元坝1井采用密度为  $1.8 \text{ g}\cdot\text{cm}^{-3}$  加重酸，

表3 某井实钻井身结构数据表

Spudding	Bit size (mm)	Well depth (m)	Casing size (mm)	Lower depth (m)	Cement return depth (m)
Conductor pipe	914.4	50	720.0	50.00	Ground
1st spudding	660.4/609.6	961	482.6	959.64	Ground
2nd spudding	406.4	4295	346.1/339.7	4292.85	Ground
3rd spudding	311.2	6204	282.6/273.1/284.2	6203.50	Ground
4th spudding	241.3	7699	206.4/193.7	7699.00	Ground
5th spudding	165.1	8418	146.1/139.7	7481.92–8418.00	7481.92

创造了井底压力（212 MPa）的液体加重最高纪录。同时，为了控制气藏高含量H<sub>2</sub>S气体的危害，发展了高含硫超深层试气的地面安全控制技术，研发出防硫整体式结构、多重密封技术的FF级高压防硫采气井口，设计出液控式“四闸板”防硫高压防喷器组合和安全联动装置，形成高压动态井口密封技术，配套自动采集装置，确保了元坝气田的安全、高效开发。

## 7. 结论与展望

超深层领域油气勘探潜力巨大。中国在超深层碳酸盐岩和碎屑岩中发现了（超）大型油（气）田，其中的油气来源于多元供烃和多期充注。由于低地温梯度或超压作用，在超深层仍然可发育液态烃。而由于深部烃-水-岩反应或深源气体的加入，超深层天然气组分呈复杂化特征。这些油气主要储存于原始高能礁滩或砂体沉积体中，它们具有较高的原始孔隙度。后期溶蚀、白云岩化、破裂作用常使得次生孔隙发育，而烃类较早充注等保持性成岩作用则使得早期孔隙得以保存至今。超深层油气成藏一般呈现近源富集和持续保存的规律。超深层油气藏的有效勘探开发，离不开地震勘探、钻完井和油气测试等关键技术的支撑。

超深层油气勘探起步较晚，目前，特别是面对新地区、新层系时，仍存在许多科学和技术方面的难题。这些难题包括：① 优质储层类型及发育主控因素；② 超深埋条件下低孔-低渗储层油气富集规律；③ 不同类型储层的预测技术；④ 在超深层的高温、高压条件下的钻探、测试技术及相关的装备。困难虽多，但我们相信超深层一定会成为油气勘探开发的重要领域。

## 致谢

本工作得到了国家科技重大专项（2017ZX05005）和国家自然科学基金项目（41672123）的支持。感谢三

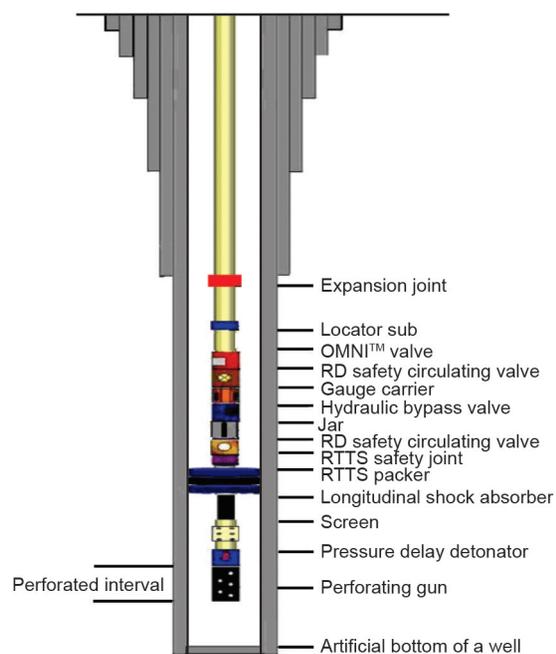


图12. 射孔酸压测试三联作管柱示意图（Reproduced from Ref. [12] with permission of Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, © 2018）。

位匿名审稿人的建设性意见。

## Compliance with ethics guidelines

Xusheng Guo, Dongfeng Hu, Yuping Li, Jinbao Duan, Xuefeng Zhang, Xiaojun Fan, Hua Duan, and Wencheng Li declare that they have no conflict of interest or financial conflicts to disclose.

## References

- [1] Guo XS, Guo TL, Huang RC, Duan JB. Cases of discovery and exploration of marine fields in China (part 16): Yuanba gas field in Sichuan Basin. *Mar Origin Pet Geol* 2014;19(4):57–64. Chinese.
- [2] He ZL, Jin XH, Wo YJ, Li HL, Bai ZR, Jiao CL, et al. Hydrocarbon accumulation characteristics and exploration domains of ultra-deep marine carbonates in China. *China Petro Explor* 2016;21(1):3–14. Chinese.
- [3] Wang ZM. Formation mechanism and enrichment regularities of Kelasu subsalt deep large gas field in Kuqa Depression, Tarim Basin. *Nat Gas Geosci*

- 2014;25(2):153–66. Chinese, URL: <http://www.nggs.ac.cn/EN/10.11764/j.issn.1672-1926.2014.02.153>.
- [4] Tissot BP, Welte DH. Petroleum formation and occurrence. 2nd ed. Berlin: Springer Verlag; 1984.
- [5] Dahl B, Speers GC. Geochemical characterization of a tar mat in the Oseberg Field Norwegian Sector, North Sea. *Org Geochem* 1986;10(1–3):547–58.
- [6] Behar F, Vandenbroucke M, Teermann SC, Hatcher PG, Leblond C, Lerat O. Experimental simulation of gas generation from coals and a marine kerogen. *Chem Geol* 1995;126(3–4):247–60.
- [7] Behar F, Vandenbroucke M, Tang Y, Marquis F, Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation. *Org Geochem* 1997;26(5–6):321–39.
- [8] Qin JZ, Fu XD, Liu XC. Solid bitumens in the marine carbonate reservoir of gas field in the northeast area of the Sichuan Basin. *Acta Geol Sin* 2007;81(08):1065–71. 1161. Chinese.
- [9] Li HL, Shao ZB, He ZL. Hydrocarbon generation characteristics and potential of bitumen in the Tarim Basin. *Pet Geol Exp* 2009;31(04):373–8. Chinese.
- [10] Burnham AK. A simple kinetic model of petroleum formation and cracking. Report. Livemore: Lawrence Livermore National Lab; 1989. Report No.: UCID-21665.
- [11] Guo XS, Hu DF, Huang RC, Duan JB, Ji CH. Developing mechanism for high quality reef reservoir (Changxing Formation) buried in ultra-depth in the big Yuanba gas field. *Acta Petrol Sin* 2017;33(4):1107–14. Chinese.
- [12] Guo XS, Hu DF, Li YP, Duan JB, Ji CH, Duan H. Discovery and theoretical and technical innovations of Yuanba gas field in Sichuan Basin, SW China. *Pet Explor Dev* 2018;45(1):14–26.
- [13] Zhang JZ, Wang ZM, Yang HJ, Xu Z, Xiao Z, Li Z. Origin and differential accumulation of hydrocarbons in Cambrian sub-salt dolomite reservoirs in Zhongshen Area, Tarim Basin, NW China. *Pet Explor Dev* 2017;44(1):40–7. Chinese.
- [14] Sun NF, Guo FX. Natural gas identification under evaporite bed of Dabai–Kelasu tectonic belt. *Comp Hydrol Res* 2014;7(3):20–3. Chinese.
- [15] Orr WL. Changes in sulfur content and isotopic ratios of sulfur during petroleum maturation—study of Big Horn Basin Paleozoic oils. *AAPG Bull* 1974;58(11):2295–318.
- [16] Orr WL. Geologic and geochemical controls on the distribution of hydrogen sulfide in natural gas. *Adv Org Geochem* 1977:571–97.
- [17] Krouse HR, Viau CA, Eliuk LS, Ueda A, Halas S. Chemical and isotopic evidence of thermochemical sulphate reduction by light hydrocarbon gases in deep carbonate reservoirs. *Nature* 1988;333(6172):415–9.
- [18] Worden RH, Smalley PC, Oxtoby NH. The effects of thermochemical sulfate reduction upon formation water salinity and oxygen isotopes in carbonate reservoirs. *Geochim Cosmochim Acta* 1996;60(20):3925–31.
- [19] Duan JB, Li PP, Chen D, Feng C. Formation and evolution of the reef flat facies lithologic gas reservoir of Changxing Formation in Yuanba gas field, Sichuan Basin. *Lith Res* 2013;25(3):43–7. 91. Chinese.
- [20] Tao MX, Xu YC, Han WG, Gao B, Ma JL, Wang WC. Active characteristics and accumulative effects of mantle-derived fluids in eastern china. *Geotecton Metallog* 2001;25(3):265–70. Chinese.
- [21] Tissot BP, Welte DH. Petroleum formation and occurrence: a new approach to oil and gas exploration. New York: Springer-Verlag; 1978. p. 185–8.
- [22] Zhang GY, Ma F, Liang YB, Zhao Z, Qin YQ, Liu XB, et al. Domain and theory-technology progress of global deep oil & gas exploration. *Acta Petrolei Sinica* 2015;36(09):1156–66. Chinese.
- [23] Jia CZ, Pang XQ. Research processes and main development directions of deep hydrocarbon geological theories. *Acta Petrolei Sinica* 2015;36(12):1457–69. Chinese.
- [24] Qi LX. Oil and gas breakthrough in ultra-deep Ordovician carbonate formations in Shuntuoguole Uplift, Tarim Basin. *China Pet. Explor.* 2016;21(03):38–51. Chinese.
- [25] Zhu GY, Yang HJ, Su J, He K, Han JF, Gu LJ, et al. True exploration potential of marine oils in the Tarim Basin. *Yanshi Xuebao* 2012;28(3):1333–47. Chinese.
- [26] Wang WY, Pang XQ, WuLY, Chen DX, Huo ZP, Pang Y, et al. Pressure distribution features of deep and middle-shallow hydrocarbon reservoir in global oil and gas-bearing basins. *Acta Petrolei Sinica* 2015;S2(36):194–202. Chinese.
- [27] Lu SF, Wang M, Wang YW, Xu LH, Xue HT, Li JJ. Comparison of simulation results from the closed and open experimental systems and its significance. *Acta Sedimentol Sin* 2006;24(02):282–8. Chinese.
- [28] Ma YS. Geochemical characteristics and origin of natural gases from Puguang gas field on eastern Sichuan Basin. *Nat Gas Geosci* 2008;19(1):1–7. Chinese.
- [29] Cao LY. The hydrocarbon accumulation mechanism of Dabai–Kelasu structural zone in Kuqa Depression [dissertation]. Beijing: China University of Geosciences; 2010. Chinese.
- [30] Mao YK, Zhong DK, Neng Y, Zhang CW, Liu YL, Wang A, et al. Fluid inclusion characteristics and hydrocarbons accumulation of the Cretaceous reservoirs in Kuqa foreland thrust belt, Tarim Basin, Northwest China. *J China U Min Techno* 2015;44(6):1033–42. Chinese.
- [31] Ehrenberg SN, Nadeau PH. Sandstone vs. carbonate petroleum reservoirs: a global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships. *AAPG Bull* 2005;89(4):435–45.
- [32] Heydari E. Porosity loss, fluid flow, and mass transfer in limestone reservoirs: application to the Upper Jurassic Smackover Formation, Mississippi. *AAPG Bull* 2000;84(1):100–18.
- [33] Haile BG, Klausen TG, Czarniecka U, Xi K, Jahren J, Hellevang H. How are diagenesis and reservoir quality linked to depositional facies? A deltaic succession, Edgeøya, Svalbard. *Mar Pet Geol* 2018;92:519–46.
- [34] Choquette PW, Pray LC. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *AAPG Bull* 1970;54(2):207–50.
- [35] Kang YZ. Cases of discovery and exploration of marine fields in China (part 4): Tahe oilfield in Tarim Basin. *Mar Origin Pet Geol* 2005;10(4):31–8. Chinese.
- [36] Feng JR, Gao ZY, Cui JG, Zhou CM. The exploration status and research advances of deep and ultra-deep clastic reservoirs. *Adv Earth Sci* 2016;31(7):718–36. Chinese.
- [37] Chen Y, Wang CJ, Sun XF, Wang M, Han Y, Yan SY. Progress on mineral solubility and mechanism of dissolution secondary porosity forming in clastic reservoir. *Bull Mineral Petrol Geochem* 2015;34(4):830–6. Chinese.
- [38] Surdam RC, Boese SW, Crossey LJ. Role of organic and inorganic reactions in development of secondary porosity in sandstones: abstract. *AAPG Bull* 1982;66(66):635.
- [39] Druckman Y, Moore Jr CH. Late subsurface porosity in a Jurassic grainstone reservoir, Smackover Formation, Mt., Vernon field, southern Arkansas. In: Roehl PO, Choquette PW, editors. Carbonate petroleum reservoir. New York: Springer-Verlag; 1985. p. 371–83.
- [40] Hill CA. H<sub>2</sub>S-related porosity and sulfuric acid oil-field karst. *AAPG Mem* 1995;37:301–5.
- [41] Jin ZJ, Zhu DY, Hu WX, Zhang XF, Wang Y, Yan XB. Geological and geochemical signatures of hydrothermal activity and their influence on carbonate reservoir beds in the Tarim Basin. *Acta Geol Sin* 2006;80(2):245–53. Chinese.
- [42] Warren J. Dolomite: occurrence, evolution and economically important associations. *Earth-Sci Rev* 2000;52(1–3):1–81.
- [43] Zhang XF, Hu WX, Zhang JT. Critical problems for dolomite formation and dolomitization models. *Geol Sci Tech Info* 2006;25(5):32–40. Chinese.
- [44] Zhang XF, Shi KB, Liu B, Yang YK, Wang JQ. Retention processes and porosity preservation in deep carbonate reservoirs. *Geol Sci Tech Info* 2014;33(02):80–5. Chinese.
- [45] Guo XS, Guo TL, Huang RC, Chen ZQ. Reservoir development characteristics and predication technologies of large Puguang–Yuanba gas field. *Eng Sci* 2010;12(10):82–90. Chinese.
- [46] Yang GX, He ZH, Zhu X. Research on seismic acquisition methods for lower assemblage of marine strata in South China. *Geophy Pros Petrol* 2006;45(1):158–68. Chinese.
- [47] Sun YF. Core-log-seismic integration in hemipelagic marine sediments on the eastern flank of the Juan de Fuca Ridge. *ODP Sci Results* 2000;168:21–35.
- [48] Sun YF. Seismic signature of rock pore structure. *Appl Geophys* 2004;7(1):42–8.
- [49] El-Wazeer FA, Vizamora A, Hamed AA, Al-Housam H, Abram P, Busman S. Integrating rock physics, seismic reservoir characterization and static modeling of carbonates: a case study from the UAE. In: Proceedings of the AAPG 2010 Middle East Geoscience Conference; 2010 March 7–10; Manama, Bahrain. Houten: EAGE Publications; 2010.
- [50] Zhang HR, Sun YF, Dou QF, Zhang TT. Preliminary application of the frame flexibility factor in Puguang gas field. *Oil Gas Geol* 2012;33(6):877–82. Chinese.
- [51] Yin ZW. Gas-water identification technologies for ultra deep reef reservoirs in the Yuanba gas field, Sichuan Basin. *Nat Gas Ind* 2014;34(5):66–70. Chinese.
- [52] Lu SM, McMechan GA. Elastic impedance inversion of multichannel seismic data from unconsolidated sediments containing gas hydrate and free gas. *Geophysics* 2004;69(1):164–79.