

松辽盆地北部储集层特征及成岩演变

杜博民 邢顺全

(大庆石油管理局)

周书欣

(大庆石油学院)

一、沉积背景

松辽盆地是一个中、新生代含油气的大型内陆湖盆,属稳定区张裂断陷盆地,基底是东北海西地槽褶皱系的一部分。由于燕山期断块运动,在侏罗纪形成了许多分隔的小型断陷盆地,其中充填了火山岩、火山碎屑岩及含煤建造,厚约1000—3000米;后来又经历了白垩纪登娄库期的裂谷型断陷阶段,沉积了厚达700—1600米的粗屑类复理石建造;自泉头期到嫩江期,盆地由断陷逐渐变成大型坳陷,沉积物由红色河湖建造变为含有有机岩的河湖建造,厚达3000—5000米;进入晚白垩世,盆地逐渐萎缩,沉积了厚约500—1040米的粗粒红色河湖建造;到新生代,盆地继续萎缩,形成今日的平原地貌。松辽盆地的地层系统及含油组合的划分情况见表1。

白垩纪沉积,具有多物源、多沉积体系特征,分别有北部的克山-杏树岗沉积体系、西北的齐齐哈尔沉积体系、西部的英台沉积体系、西南的保康-乾安沉积体系和东部沉积体系等(图1),造成了岩相在纵向上与横向上的复杂多变。

盆地的沉积类型基本上属河湖建造,其中砂质岩往往在一定范围内相对富集,形成各种不同的砂岩体;在砂岩体之间和较深湖及深湖区常分布着红

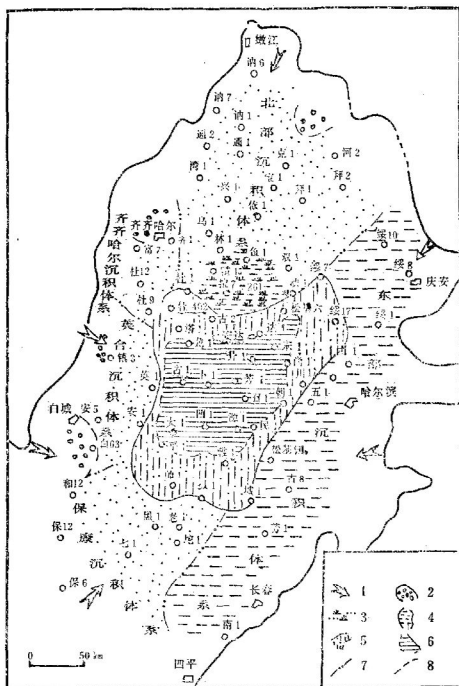


图1 青山口组二、三段沉积体系图

1—物源方向, 2—洪积相, 3—河流相, 4—平原淤积相, 5—三角洲前缘相与浅湖相, 6—较深—深湖相, 7—体系界线, 8—相带界线

泥岩。在砂岩体之间和较深湖及深湖区常分布着红

表1 松辽盆地地层简表

地 层 系 统					厚度(米)	油 层	含油组合
系	统	组	代 号	段			
第四系			Q		0—143		
第三系	上新统	泰康组	N ₂ t		0—165		
	中新统	大安组	N ₁ d		0—123		
	始新统	依安组	E ₂₊₃ y		0—256		
白 垩 系	上白垩统	明水组	K ₂ m	二段	0—381		浅部油组合
				一段	0—243		
	下白垩统	四方台组	K ₂ s		0—413		
		嫩江组	K ₁ n	五段	0—355		上部油组合
				四段	0—300	黑帝庙油层	
				三段	47—118		
				二段	50—252		
		姚家组	K ₁ y	一段	27—222	萨尔图油层	中部油组合
				二、三段	0—150		
				一段	0—60	葡萄花油层	
		青山口组	K ₁ qn	二、三段	53—552	高台子油层	下部油组合
				一段	25—112		
	统	泉头组	K ₁ q	四段	0—128	扶余油层	下部油组合
				三段	0—529	杨大城子油层	
				二段	0—479		
				一段	0—1181		
		登娄库组	K ₁ d		0—1562		深部油组合
侏罗系			J		>1000		
前中生界			AnMz				

色和黑色泥质岩类，其中，生油层主要有三套，即青山口组一段，青山口组二、三段和嫩江组一段，厚度可达450米之多。储集层主要为各种类型的砂岩体，大体包括有洪积扇砂岩、河流型砂岩、三角洲叶状体厚层砂岩、分流河道条带状砂岩、三角洲前缘薄层席状砂岩、滨浅湖透镜状或席状砂岩、浊流沉积砂岩；此外，还有三角洲间及水下斜坡地带的鲕粒灰岩和生物碎屑灰岩以及某些页岩裂缝储集层等。

二、储集层特征

迄今为止，松辽盆地北部储集层仍以砂岩为主，仅在局部地区及某些层段发现少量

生物灰岩（如泰康地区青山口组二、三段的介形虫亮晶灰岩）及泥岩裂隙储集层等。储集层的地质时代均属早白垩世。

由于大庆油田储集砂岩与松辽盆地北部其它地区相同层位砂岩的岩性差别不是很大,故本文以大庆油田储集砂岩为例进行讨论。

(一) 岩性特征

储油砂岩属陆源碎屑岩。碎屑直径多在 0.05—0.25 毫米范围内,以粗粉砂岩和细砂岩为主,少量中砂岩,圆度多次棱角至次圆,分选中—好;按碎屑成分属岩屑质长石砂岩及杂砂岩(不成熟砂岩类),其中石英约 30—40%,长石(正长石为主,少量酸性斜长石)约 37—45%,岩屑(以酸性喷发岩为主)约 20—35%;含油砂岩中胶结物一般较少,其中以泥质(粘土矿物为主)为主,约 10% 左右(一般 5—15%),碳酸盐矿物(方解石、菱铁矿等)较少,常小于 1% 或仅 1—2%,偶见重晶石。不同油层和同一油层的岩性差异较小,仅在粒度和相对数量上略有变化(见表 2)。随着埋藏深度,砂岩中自生矿物的组合特征显示有规律的变化。

表 2 松辽盆地北部储集砂岩的岩性特征一览表

井号	油层	井深 (米)	薄片特征										粘土矿物组合特征 (小于5微米部分)						成岩阶段
			石加英大次级生别	碎屑成分(%)			胶结物(%)			胶结类型	主要粒径(毫米)	粘土岩总量(%)	高岭石(%)	伊利石(%)	蒙脱石伊利石(%)	蒙脱石绿泥石(%)			
				石英	长石	岩屑	高岭石	伊利石	绿泥石								碳酸盐		
浅6	黑帝庙	376.5	1	28.1	38.3	33.7	5	5		1	3-2	0.15 0.25		10.0	9.5		蒙脱石56.7	早成岩阶段	
萨中J4-013	萨尔图	824	2	31.6	41.9	21.9	2.7	3		2	1	0.1 0.18	11.8	44.6	30.3	0.6	5.0	早成岩阶段晚期	
喇7-30		959.05	2	32.1	37.6	30.3	5.3	5.7			4-1	0.05 0.15	14.1	45.8	22.4	3.2	8.6		
萨中J4-013	葡萄沟	915	2	31.1	44.4	24.7	2.5	2	少	2	2-1	0.10 0.17	9.2	34.6	21.9		21.8		
喇7-30		1029.5	2	33.2	36.3	30.2	5.0	5.3		1.5	3-1	0.05 0.20	11.9	22.8	21.2	1.2	38.3		
萨中J4-013	高台子	1148	3	34.1	37.7	28.3	1	5	少	2	3-1	0.05 0.16	19.9	11.2	35.8		34.7	中成岩阶段早期	
喇7-30		1175.1	3	31.4	37.7	30.9	2	6.5	少	0.5	3-2	0.05 0.20	14.3	13.5	29.0	0.7	41.0		
葡196	扶余	1541.8	4	33	37	30	2	6	2	1	2-3	0.06 0.10						中成岩阶段晚期	
芳16		2012.1	4	36	30	34	1	8.5	2.5	1	2-3	0.05 0.15	21.3	10.7	27.1		绿泥石44.4		

* 油层层位见表 1

** 胶结类型: 1—接触式, 2—薄膜式, 3—孔隙式, 4—充填式

(二) 物性特征

不同油层砂岩的储油物性差异较大,特征简述于后。

1. 黑帝庙油层 具高孔隙度(大于 30%)与中—低渗透率的特点(表 3)。
2. 萨尔图和葡萄沟油层 为高孔隙度和高渗透率的储层,其毛管压力曲线属

分选好粗歪度类型，葡萄花油层比萨尔图油层更好（图2），大孔隙多而分选性略差（图3）。

3. 高台子油层 具高孔隙度与中等渗透率的特点，毛管压力曲线仍属分选好粗歪度类型，与萨尔图油层近似（图2），但孔喉半径中值较小，束缚孔隙度（小于0.1微米孔喉的孔隙度）略多（表3，图3）。

4. 扶余油层 具中-低或低孔隙度与低渗透率的特点。

（三）砂岩孔隙类型

根据数千块薄片及上百块岩样的扫描电镜研究表明，松辽盆地各层砂岩中均以原生粒间孔隙为主（图版I-5）或为残余原生粒间孔隙。次生孔隙很少（一般不足1%），为长石颗粒内溶孔，并偶见粒内微裂缝。

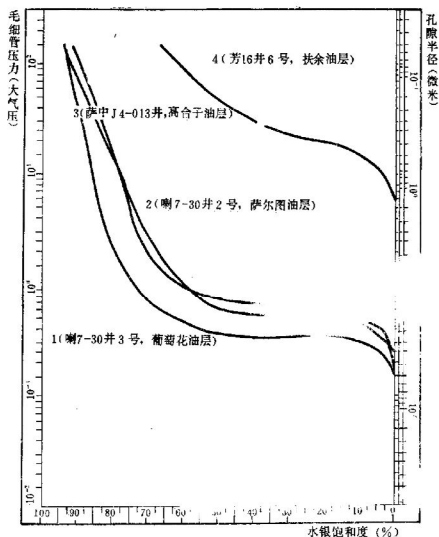


图2 大庆油田各油层毛管压力曲线图

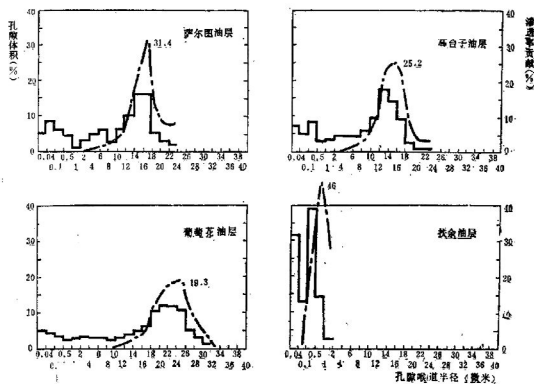


图3 大庆油田各油层孔隙分布图

三、成岩演变对储集层的影响

综上所述，松辽盆地各层砂岩的岩性差异较小，而物性差异较大。特别是随着埋藏

表3 松辽盆地北部储油砂岩储油物性特征一览表*

井 号	油 层	井 深 (米)	物 理 性 质						
			孔隙度 (%)	渗透率 (毫达西)	孔隙半径 中值 (微米)	束缚孔 隙体积 (%)	束缚孔隙 度 (%)	可流动孔 隙体积 (%)	可流动孔隙度 (%)
浅6	黑帝庙	376.5	32(30—35)	300(4.4—1200)					
萨中J4-013	萨尔图	824	32.4	2498	11,188	9.93	3.22	90.21	29.23
喇7-30		959.05	27.8	852	5,970	17.89	4.98	82.11	22.83
萨中J4-013	葡萄花	915	32	3816	15,084	8.94	2.86	91.07	29.14
喇7-30		1029.5	28.6	2119	8,813	18.35	5.25	81.65	23.35
萨中J4-013	高台子	1148	30.7	1331	7,695	15.12	4.64	84.88	26.08
喇7-30		1175.1	27.3	541	4,700	23.24	6.34	76.76	20.96
葡196	扶	1541.8	18.9	1.2	0,252	33.18	5.01	66.82	10.09
芳16	余	2012.1	11.0	0.8	0,099	48.48	5.36	51.52	5.69

* 表内数据均为平均值。油层层位见表1。

深度的增加，储油物性逐渐变差的规律性明显。

影响砂岩储油物性的因素，主要是沉积条件与成岩条件。对不同成岩阶段的砂岩，这两方面的影响有较大的差异。早成岩阶段，由于成岩作用以机械压实为主，而机械压实程度主要决定于埋深（一般在1000米以内）和砂岩本身的沉积条件，即是在相同的压实条件下当沉积物颗粒较粗、分选较好、粘土基质等填隙物较少时，则物性较好，例如葡萄花油层多属河道、三角洲沉积的砂岩，所以其物性最好。在中成岩阶段，由于机械压实和化学固结都起重要作用，当沉积物颗粒较小、分选较差、填隙物较多时，则物性将显著变差，例如扶余油层砂岩属于这种情况；而高台子油层在沉积条件和成岩条件两方面，都处于过渡阶段，因此，高台子油层的物性比萨尔图油层和葡萄花油层略差，但优于扶余油层。

(一) 成岩阶段划分

成岩阶段分为三个阶段五期：即早成岩阶段早期、早成岩阶段晚期、中成岩阶段早期、中成岩阶段晚期和晚成岩阶段。各阶段的特征如下（表2，3；图4）：

1. 早成岩阶段早期 主要是黑帝庙油层（嫩江组二段顶部及嫩江组三、四段中砂岩），以机械压实作用为主，化学固结作用较弱，自生矿物相对较少。埋藏较浅，一般在700米以内。原生孔隙度约30—35%。因富含蒙脱石，导致渗透率较低。

2. 早成岩阶段晚期 主要是萨尔图油层和葡萄花油层（嫩江组一段和姚家组砂岩），仍以机械压实作用为主，但化学固结作用显著增强，表现在自生石英、长石次生加大已达2级，以及自生粘土矿物中高岭石较多和自生混合层粘土矿物出现等。埋藏深度约在700—1000米范围。原生孔隙度约28—32%，渗透率高。

3. 中成岩阶段早期 主要是高台子油层（青山口组二、三段的砂岩），化学固结作用与机械压实作用都处于重要地位，反映在自生石英、长石次生加大达3级，自生粘

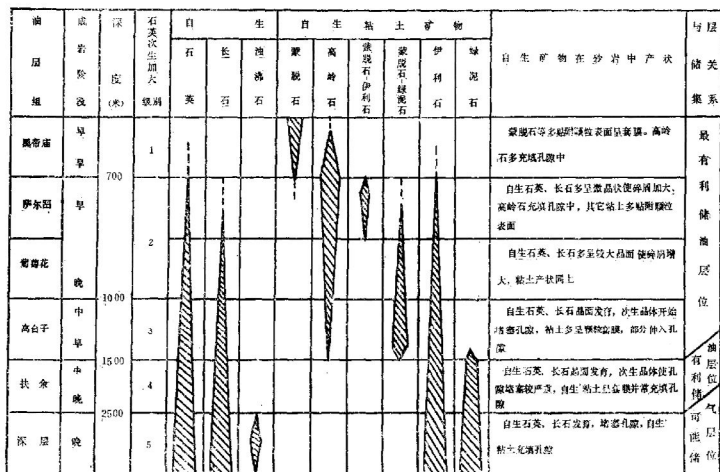


图 4 松辽盆地各层砂岩中成岩自生矿物演变与储集性的关系

(成岩阶段：早早—早成岩阶段早期，早晚—早成岩阶段晚期，中早—中成岩阶段早期，中晚—中成岩阶段晚期)

土矿物种类较多，对胶结作用影响较大。埋藏深度约在 1000—1500 米范围。原生孔隙度 25—30%，渗透率中—高。

4. 中成岩阶段晚期 主要包括扶余油层和 杨大城子油层（泉头组四段和三段砂岩），机械压实作用已很次要，化学固结处于主导地位，表现在自生石英、长石次生加大达 4 级，自生粘土矿物大量出现并充填孔隙内，孔道被堵塞较多。埋藏深度在 1500—2000 米范围。原生孔隙度 10—20%，渗透率低。

5. 晚成岩阶段 主要是泉头组二段以下地层中的砂岩。机械压实作用已消失，化学固结作用使岩石完全固化，胶结物（大量自生矿物）占据大部分原生孔隙。以自生石英、长石次生加大达 5 级、浊沸石出现为特征，自生粘土矿物堵塞孔隙。埋藏深度约在 2000—2500 米以下。原生孔隙度一般 5—10%，或小于 5%，渗透率特低。

(二) 成岩自生矿物对储集层的影响

从图 4 可知，由于不同油层所处成岩阶段不同，砂岩中自生矿物的种类、数量、组合、产状和对物性的影响也不同。沉积条件决定砂岩的原始孔隙度和渗透率，而成岩作用决定砂岩的最终孔隙度和渗透率。砂岩中的自生矿物是成岩过程中化学固结作用的产物，在中成岩和晚成岩阶段往往出现较多的自生矿物，因此它们的存在对砂岩的物性起着重要的或决定性的影响。

1. 自生石英和长石（硅质胶结）的影响

石英次生加大和再生胶结程度，从 1—5 级标志着自生石英和长石逐渐增多（表 4），也就是逐渐堵塞原生粒间孔隙，降低原生孔隙度的过程^[1]。早成岩阶段石英次生加

表4 石英次生加大与再生胶结简表

石英次生加大与再生胶结程度(级别)	薄片岩性特征	扫描电镜岩性特征	成岩后生作用强度
1	偶见石英次生加大边或自形晶	二氧化硅溶蚀及沉淀, 开始见到少量石英再生晶面	弱
2	少部分石英 ^{次生} 加大(边窄)或自形晶面。孔隙发育	同上	弱
3	石英多具(大部分)次生加大(边较窄), 自形晶面较多, 部分具再生胶结。孔隙发育	石英自形晶面发育	中
4	石英和较多长石普遍具次生加大(边变宽), 自形晶面多, 再生胶结较普遍(颗粒局部镶嵌)。孔隙发育中等。孔隙中见次生石英及长石小晶体	石英、长石自形晶面发育	中
5	石英、长石普遍具次生加大(边宽), 颗粒外形多不规则, 自形晶面少。再生胶结普遍, 颗粒间镶嵌多, 孔隙发育差, 泥质重结晶较明显, 泥团常呈千枚状集合偏光	石英、长石自形晶面变少, 颗粒间不规则镶嵌, 大孔隙很少见, 可见微孔	强
6	石英和长石外形不规则, 紧密镶嵌, 呈石英岩状结构。孔隙发育差。泥质已绢云母化或绿泥石化	很少见石英、长石自形晶面, 颗粒间与胶结物之间紧密镶嵌, 孔隙很少见	极强

大为1—2级(图版I-1), 对储集性影响较小, 如萨尔图油层和葡萄花油层。而在中成岩阶段及晚成岩阶段, 硅质胶结达3—5级(图版I-3), 使原生孔隙度随之降低, 如扶余油层以下砂岩。

2. 自生粘土矿物的影响

砂岩中除一部分它生粘土矿物胶结外, 还存在大量的自生粘土矿物。由于粘土矿物本身的物理和化学性质, 对流体有明显的敏感性, 在注水、三次采油中有很大影响。粘土矿物具有很高的表面负电荷和阳离子交换能力, 加上颗粒微小有很大的表面积, 因此具有很强的吸附能力, 即具有很强的表面活性。不同种类的粘土矿物对油层的影响不同^[2]。

(1) 蒙脱石: 晶层间联结松弛, 最易吸水膨胀及进行离子交换, 其体积膨胀可达数百倍, 从而极大地破坏水的渗透率, 对注水开发极为不利。蒙脱石常呈薄膜状贴附颗粒表面或呈套膜状(图版I-4), 具较大危害, 需用KCl钻井及稀的HCl和HF处理解除蒙脱石的膨胀。

(2) 高岭石: 在砂岩中常呈假六方片状自形晶体, 晶片厚约0.1—0.2微米, 直径数微米, 集合体呈书状或杂乱状堆积在粒间孔隙内(图版I-5), 晶体间具大量微孔隙, 可达数微米, 一部分小于1微米, 其中一些亦可构成束缚孔隙(不流动孔隙)。高岭石的存在与其它粘土矿物相比, 对于孔隙度和渗透率的影响要小一些, 因此, 物性好的储集层中往往有较多的高岭石存在(如中部组合的萨尔图、葡萄花和高台子油层)。但是, 当采油注入高压流体时, 高岭石晶体很容易被分散或打碎而堵塞直径小于晶体大小的孔隙喉道。其危害可用HF解除。

(3) 伊利石: 它生伊利石通常呈鳞片状, 近平行地贴附颗粒表面或呈套膜状(图版 I-6); 自生伊利石常呈纤维状、毛发状或薄片状由颗粒表面伸入孔隙内(图版 I-7)。由于晶体小(厚度和宽度小于 0.1 微米, 长度数微米), 其集合体造成大量束缚孔隙, 产生高束缚水饱和度, 使渗透率大为减少^[4]。伊利石亦具有强吸附性, 能吸附注入油层流体, 因此, 在注入其它流体前最好用 HCl 和 HF 混合物溶解处理。

(4) 绿泥石: 叶片状晶体(图版 I-8)多近于垂直贴附颗粒表面或呈套膜状, 或充填孔隙内, 也会使渗透率减低。此外, 由于绿泥石中含铁较高, 有能溶于稀 HCl 的特性, 在油层开发采取改造措施时, 如用 HCl 酸化地层, 要考虑到绿泥石遇稀 HCl 会溶解而产生氢氧化铁沉淀堵塞孔隙的副作用, 在 HCl 中可加入去氧剂和离子螯合剂作预防。

(5) 其它混合层粘土矿物: 蒙脱石-伊利石、蒙脱石-绿泥石的性质, 与这些成分的单矿物性质类似, 对油层的影响也大体相同。

3. 碳酸盐胶结的影响

各油层砂岩中碳酸盐胶结物的含量很少, 一般为 1—2 % 或更少。以方解石为主, 可见少量菱铁矿。

(1) 方解石: 在砂岩中多呈嵌晶状局部不均匀分布, 对石英、长石以及粘土矿物常有溶蚀交代现象。几乎在各油层砂岩中方解石都是最晚形成的自生矿物。当方解石形成早于石油进入砂岩时, 起了降低孔隙度和堵塞大孔道降低渗透率的作用; 而方解石形成晚于石油进入时, 在采油时则起封堵排油通道的作用。

(2) 菱铁矿: 偶然在油层砂岩中出现, 以半自形集合体充填孔隙, 或以自形微晶散布颗粒周围——丛生状。一般含量甚微, 不足 1 %, 但其含量高时亦使孔隙度和渗透率降低。

结 束 语

根据松辽盆地早白垩世各层砂岩的沉积条件与成岩演变特征, 及其对储集层特征的影响, 最有利的储油层位是 1500 米以上的上部及中部含油组合(包括黑帝庙油层、萨尔图油层、葡萄花油层和高台子油层等); 有利储油层位是 1500—2000 米或 1500—2500 米的下部含油组合(包括扶余油层和杨大城子油层); 可能的储气层位为 2000 米或 2500 米以下的深部含油组合(泉头组二段以下砂岩)(图 4)。

必须十分重视不同成岩阶段砂岩中的自生矿物组合特征及产状, 用以判断它们对储集层的影响。尤其应重视自生粘土矿物对油层物性的影响, 预测其在采油中可能造成的损害, 以便采取相应的处理措施。例如, 对埋藏较浅的黑帝庙油层, 应着重处理大量蒙脱石存在的问题; 扶余油层中大量毛发状自生伊利石和绿泥石的存在, 不仅造成低渗透率和高束缚孔隙度, 使油层物性显著变差, 同时会出现绿泥石对酸处理的副作用, 如不加以正确处理, 甚至可能造成完全破坏油层渗透性的严重问题。因此, 对绿泥石等粘土矿物的存在状况应加以预测。可见, 加强对储集层的岩性、物性与含油性的综合分析, 较全面地研究储集层的沉积条件与成岩条件, 有利于深入认识影响储集物性的因素, 为评价储集层性质提供更多的依据, 并可对有利的储集层勘探深度和层位进行预测。不论

主要参考文献

- [1] Pittman, E.D., 1972, Diagenesis of quartz in sandstones as revealed by scanning electron microscopy, J.S.P. Vol.42, No.3, P.507-519.
- [2] Wilson, M. D., Pittman, E.D., 1977, Authigenic clays in sandstones: recognition and influence on reservoir properties and paleoenvironmental analysis, J.S.P. Vol.47, No.1, P.3-31.
- [3] Necip Güven, Wayne P. Hower, David K. Davies, 1980, Nature of Authigenic illites in sandstone reservoirs, J. S. P. Vol.50, No.3, P.0761-0766.

CHARACTERISTICS OF RESERVOIR ROCKS AND THEIR DIAGENETIC EVOLUTION IN THE NORTHERN PART OF SONGLIAO BASIN

Du Bomin Xing Shunquan

Zhou Shuxin

(Daqing Petroleum Administration)

(Daqing College of Petroleum)

Abstract

Sedimentary characteristics and diagenetic evolution of reservoir rocks in the northern part of Songliao Basin are discussed here, taking the sandstone of Daqing Oilfield as an example. They are represented mainly by terrigenous coarse siltstone and fine-grained sandstone, mostly belong to detrital feldspathic sandstone and greywacke. The physical properties containing oil constrained essentially by sedimentary and diagenetic conditions vary greatly, they are getting worse mainly with the buried depth of reservoir, having little affects by its lithologic character.

The most favourable reservoir rocks are the upper and middle oil-bearing assemblages buried above the depth of 1,500 m, including Heidimiao, Saertu, Putaohua and Gaotaizi pay zones, the lower pay zones, buried within the depth of 1,500-2,000 m or 1,500-2,500 m such as Fuyu and Yangdachengzi zones, are fairly favorable; the still deeper strata below 2,000 m or 2,500m depth, e. i. sandstones beneath the second member of the Quantou Formation, are considered as possible gas-bearing zones.

The primary porosity and permeability of sandstones were constrained by sedimentation, while those of secondary origin were largely constrained by diagenetic conditions. Common authigenic minerals in this area consist mainly of quartz, feldspar, montmorillonite, kaolinite, illite, chlorite and other transitional phases of clay, with small amount of calcite, siderite and glauconite. They were formed during diagenesis from chemical consolidation. Special attention

have been attached to attributes of authigenic assemblages and their mode of occurrence in this study in order to estimate their influence on physical properties of reservoir, and therefore, to predict the possible damage which might occur during oil production.

石油部大力加强勘探,力争七年内陆上探明石油储量翻一番

综合《人民日报》记者高新庆和《经济日报》记者丁士报道:石油工业部决定大力加强勘探工作,从现在起至1990年,全国陆上累计探明的石油地质储量要比现在翻一番;到本世纪末,包括海上还要有更大规模的增长。原油产量要在1984年1.1亿吨的基础上平均每年递增5%以上。我国石油工业已进入在速度和效益上不断提高的新的时期。

石油工业部从部党组到各油田,不久前着重讨论了“如何按照中央的战略部署,加快发展速度,增加后劲”这一重要问题。大家总结了石油工业发展的实践经验,认为前几年一度出现的诸如石油储量和产量难以增长等看法是不符合实际的,而储量则是石油工业发展的前提,只有大量增加新储量,原油产量才能持续增长,生产发展才有后劲。自1981年以来,该部从超产原油差价收入中,筹集了几十亿元勘探开发资金,并抽调大量人力物力,加强勘探工作,把立足点放在储量上;同时推广了先进勘探技术,搞清楚了过去难以掌握的许多复杂地质情况,对地质构造和油藏规律的认识有了很大提高,大大扩展了找油领域。从而对提高勘探效益起了重要作用。1981—1983年,全国新探明石油地质储量10.6亿吨,发现了几十个含油气构造带。其中,去年探明的石油地质储量达5.7亿吨,是继大庆、任丘油田发现之后的第三个高峰年。最近,该部党组强调,各级党政的第一把手必须亲自抓勘探,抓储量,把勘探工作摆在第一位;对勘探工作要做到资金、地勘工作、打探井、装备配套、技术保证“五个优先”;同时,也提出了企业整顿和改革、干部培训和加强政治思想工作等一系列保证措施。

现在,石油工业部一方面继续加强老油区外围及其深部的勘探工作,另一方面大力开展大西北和近海的石油勘探;同时,注意引进国外先进技术和关键设备,推广一些行之有效的勘探经验。今年以来,在一些新地区、新层位、新深度不断取得突破,接连打出了高产油气井,这一大好形势,预示着我国石油勘探的新的黄金时代正在到来。