

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/41\\_2022](https://doi.org/10.17353/2070-5379/41_2022)

УДК 550.42:553.98(574)

**Сейтхазиев Е.Ш.**Лаборатория геохимических исследований нефти, воды и породы Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», Атырау, Республика Казахстан, [seitkhaziyev.Y@lpcmg.kz](mailto:seitkhaziyev.Y@lpcmg.kz)**Ибагаров М.К.**АО НК «QazaqGaz», Тараз, Республика Казахстан, [m.ibagarov@qazaqgaz.kz](mailto:m.ibagarov@qazaqgaz.kz)

## **КОМПЛЕКСНЫЕ ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТА, ГАЗА И КЕРНА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МОЙНКУМСКОГО ПРОГИБА (РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН)**

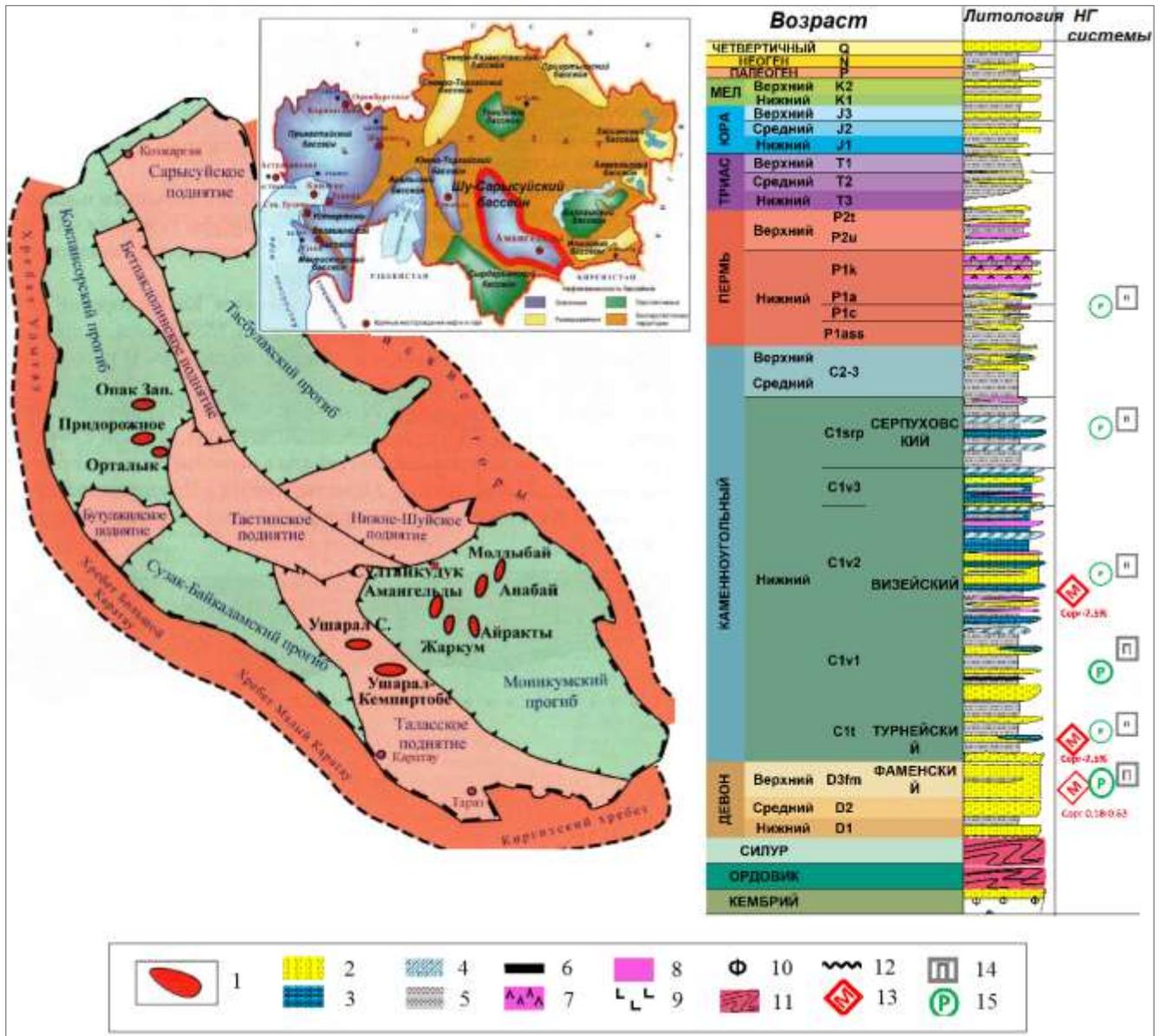
*Представлены результаты геохимического изучения образцов газоконденсата, газа и керна нескольких месторождений Мойнкумского прогиба (Амангелди, Жаркум, Анабай, Султанкудук и Айрақты) с целью характеристики их материнских толщ и определения генетического происхождения газоконденсатов и газа. Полученные результаты исследований газоконденсатов хорошо увязываются с результатами анализов газа: по биомаркерному составу все газоконденсаты образовались в глинистых (терригенных) материнских толщах, осаждавшихся в озерной среде, с вкладом терригенного органического вещества, по изотопному составу углерода все исследованные газы также генерировались из терригенной материнской породы (тип керогена III) с эквивалентной отражательной способностью витринита 1,8-2,2%. Термические параметры биомаркеров показали, что среди проб из месторождений Мойнкумского прогиба газоконденсаты месторождения Амангельды обладают самой высокой термической зрелостью, что также подтверждается изотопным составом углерода. По результатам пиролиза Рок-Эвал и отражательной способности витринита идентифицированы интервалы действующих материнских толщ.*

**Ключевые слова:** материнская порода, органическое вещество, газоконденсатное месторождение, биомаркер, изотопный состав углерода, пиролиз Рок-Эвал, отражательная способность витринита, Мойнкумский прогиб, Республика Казахстан.

### **Геологические сведения**

Шу-Сарысуйский бассейн традиционно выделяется как газоносный регион в Южном Казахстане и является по запасам газа и газоконденсата первым, а по величине - вторым осадочным бассейном страны. Основные сведения о газоносности данного бассейна стали известны в 1960-х гг. после обнаружения притока газа с большим содержанием азота и гелия из подсолевых нижнепермских отложений на площади Ушарал-Кемпиртобе. Шу-Сарысуйский бассейн имеет 10 основных прогибов и поднятий (рис. 1), региональные структуры которых свидетельствуют об их достаточной изолированности друг от друга, что создает замкнутые гидродинамические системы [Турков, 2020]. В площадном размещении залежей данный бассейн имеет три района (см. рис. 1). На севере бассейна расположен Кокпанскорский район, где

разведаны месторождения Опак Западный, Орталык и Придорожное, в Ушаральском районе выявлены месторождения Северный Ушарал и Ушарал-Кемпиртобе, которые также находятся в консервации и числятся в Общем фонде Республики Казахстан.



**Рис. 1. Обзорная карта Шу-Сарысу́йского газоконденсатного бассейна и хроностратиграфическая колонка региона (с изменениями и дополнениями [Турков, 2020],**

С. Исмагулова, Нур-султан, Казахстан, Asset Consulting Services (Schlumberger), 2020 г.)

1 - газовые месторождения; 2 - песчаник; 3 - известняк; 4 - доломиты; 5 - глина; 6 - угли; 7 - соль; 8 - ангидрит; 9 - эффузивы; 10 - фосфориты; 11 - гранитоиды; 12 - поверхность несогласия; 13 - материнские породы; 14 - покрывки; 15 - резервуар.

В Шу-Сарысу́йском бассейне доказана промышленная газоносность трех комплексов: девонского, каменноугольного и нижнепермского. В нижнекаменноугольных отложениях

выявлены три главных: серпуховские ( $c_{1sr}$ ), визейские ( $c_{1v}$ ) и турнейские ( $c_{1t}$ ) (см. рис. 1). Отложения визейского и серпуховского ярусов представлены битуминозными известняками с прослоями аргиллитов, мергелей, углистых сланцев, а также алевролитов и песчаников.

Среди всех районов самым перспективным и крупным газоносным является Мойнкумский прогиб, в котором находятся известные газоконденсатные месторождения Амангельды, Айрақты, Жаркум, Анабай и Султанкудук. На месторождениях Анабай и Султанкудук пока не проводится промышленная разработка. Наибольшими запасами в Мойнкумском прогибе обладают нижневизейские отложения, газоконденсаты из которых добываются на месторождениях Амангельды, Айрақты и Жаркум. Серпуховские отложения разрабатываются только на месторождении Жаркум. Так как в данное время в пределах бассейна добыча газовых конденсатов идет только на трех месторождениях (Амангельды, Жаркум и Айрақты), для обоснования поисково-разведочных работ между действующими месторождениями требуется установление генетического происхождения газа и газовых конденсатов и пути миграции углеводородов (УВ), что стало одной из важных и обсуждаемых тем среди исследователей.

В пределах Мойнкумского прогиба визейские, турнейские и фаменские отложения сингеничны, так как они являются одновременно резервуарами и материнскими породами, хотя нижнепермские и серпуховские отложения имеют резервуары с покрышками (см. рис. 1).

### **Предыдущие исследования и актуальность работы**

Несмотря на изученность региона, до сих пор отсутствует общепринятое представление об источниках газоконденсата и газа, так как существует немного опубликованных научных работ по геохимическим исследованиям УВ Шу-Сарысуйского бассейна. Например, по результатам изучения керна Марсельского блока в Кокпансорском прогибе [Zhao Zhengfu et al., 2016] обнаружено, что рассмотренные интервалы на месторождениях Орталык и Придорожное содержат относительно высокие значения общего органического вещества (ОВ) (>1%) и относятся к типу керогена III.

Что касается геохимических исследований Мойнкумского прогиба, то по заказу компании ТОО «Амангельдыгаз» в 2017 г. проводился пиролиз 15 образцов керна, отобранных из интервала 2577-4498 м скв. R-1 месторождения Султанкудук на SRA (Source Rock Analyzer) на базе компании «Везерфорд», а в 2020 г. аналогично изучались 8 образцов шлама (инт. 2034-4494 м) из этой же скважины (С. Исмагулова, Нур-султан, Казахстан, Asset Consulting Services (Schlumberger), 2020 г.). Авторами проведено сравнение полученных результатов на

программном обеспечении PIGI, по результатам которого выявлено, что данные анализированных из одной скважины с почти аналогичными интервалами отбора отличаются, что явно вызывает сомнение в достоверности результатов SRA. Например, по результатам пиролиза, приведенным на графике зависимости  $S_2$  от  $C_{орг}$  (рис. 2) видно, что образцы керна, отобранные в 2017 г. (красные), относятся к зоне типа керогена II/III; образцы шлама, отобранные в 2020 г. (зеленые), находятся в зоне типа керогена III/IV, хотя за два года пиролитические параметры не могут настолько измениться. В связи с этим, авторы осуществили пиролиз двух образцов скв. R-1 месторождения Султанкудук на более достоверном инструменте Rock-Eval 6 в целях характеристики материнской породы и сопоставления с результатами ранних исследований.

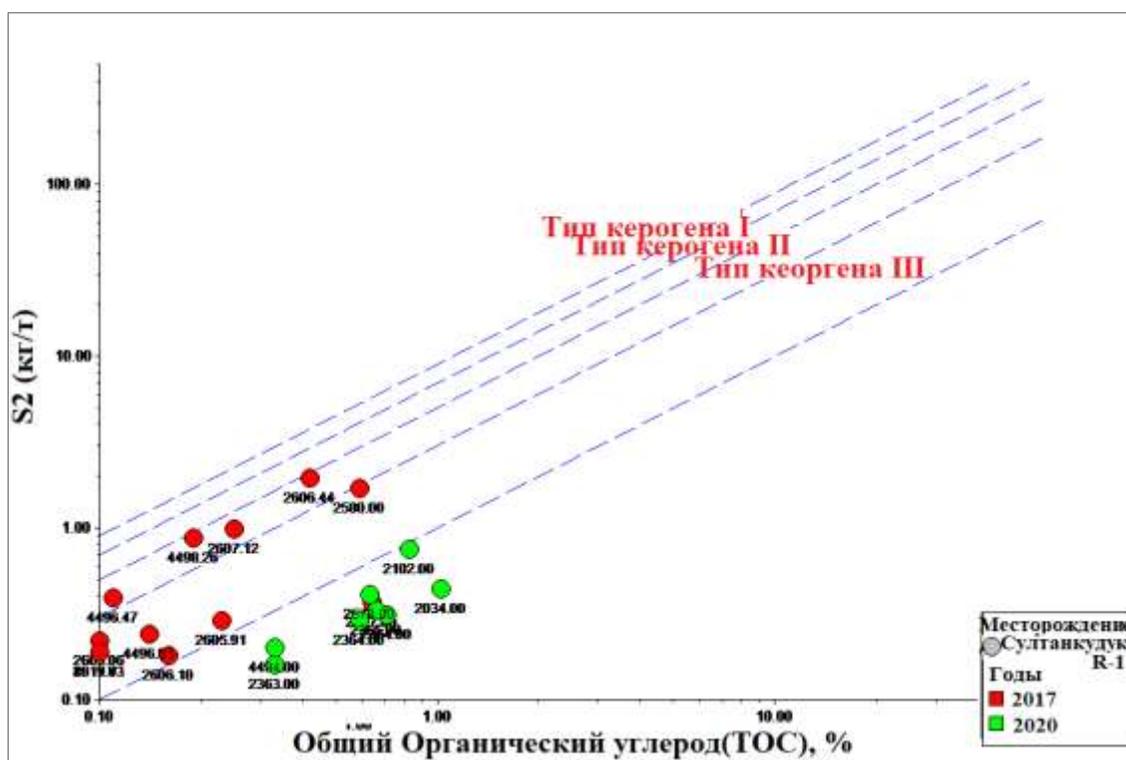


Рис. 2. График зависимости содержания общего органического углерода от углеводородного потенциала в исследуемых образцах керна  
(С. Исмагулова, Нур-султан, Казахстан, Asset Consulting Services (Schlumberger), 2020 г.)

В 2021 г. на базе Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» проводилось комплексное геохимическое исследование образцов конденсата и газа месторождений Моинкумского прогиба (Амангелди, Жаркум и Айракты) и керна месторождений Амангельды-102, Анабай-12, Султанкудук R-1 (Е.Ш. Сейтхазиев, Атырау, Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2021 г.), результаты которых представлены в этой статье. Нужно отметить, что все изученные образцы получены из различных зон накопления УВ визейских и серпуховских отложений.

### **Цель исследования**

Основная цель проведенной работы - сравнение результатов разных видов геохимических исследований образцов газового конденсата, газа и керна в целях характеристики материнских толщ, исследуемых образцов конденсата и газа месторождений Моинкумского прогиба для определения условий осадконакопления, литологии ОВ, термической зрелости и установления генетического родства УВ. Научная новизна определяется тем, что аналогичные изучения современными методами впервые комплексно проводились для УВ вышеуказанных месторождений, а полученные данные вносят существенную корректировку в результаты ранее проведенных работ. Преимущество состоит в детальном исследовании состава газоконденсата и керна на молекулярном, а состав газа изучается на изотопном уровне, и полученные выводы позволяют понять генетическое происхождение УВ, их миграцию, создать карту распространения выделенных типов газоконденсата и газа.

### **Материалы и основные методы**

Отбор образцов конденсата и газа проводился в октябре 2021 г. на устьях скважин специалистами лаборатории при помощи стеклянных бутылок и пробоотборника МКБ-200.

Семь проб керна выбраны из глинистых интервалов по визуальному осмотру керна (рис. 3), что также подтверждалось результатами гамма-каротажа, макроописанием керна и классическим гранулометрическим анализом (Е.Ш. Сейтхазиев, Атырау, Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2021 г.). Компонентный состав газоконденсата изучался на газовом хроматографе с пламено-ионизирующим детектором, фингерпринт и биомаркерный анализы газоконденсатов выполнялись на многомерном газовом хроматографе с двумя пламено-ионизирующими детекторами и газохроматографом-масс-спектрометрии в режиме SIM.

Компонентный состав газов, отобранных в устьях добывающих скважин, определялся с помощью газовой хроматографии, исследование изотопного состава углерода этих газов выполнено на изотопном масс-спектрометре с газовой хроматографией (на англ: GC-IR-MS), так как представление результатов на графиках (например, диаграмма Бернарда) отражает генетическое происхождение газов.

Геохимическое изучение керновых материалов проводилось с помощью пиролиза Rock-Eval, микроскопа для измерения отражательной способности витринита и мацерального состава пород.

Работа выполнялась на базе лаборатории геохимических исследований нефти, воды и породы Атырауского филиала «КМГ Инжиниринг» на специальных программных обеспечениях

Malcom (Schlumberger, Франция) и PIGI (IGI, Англия).

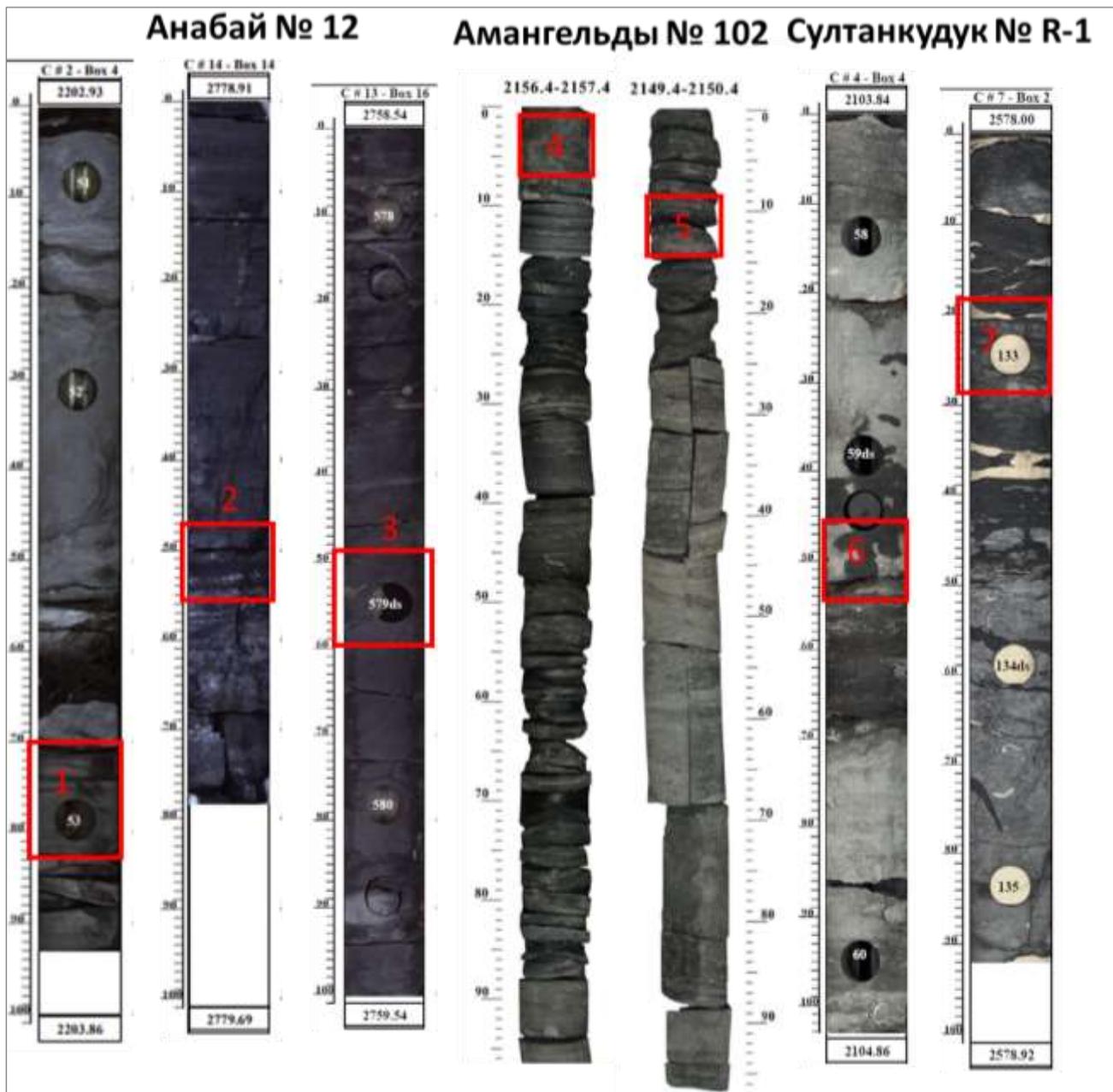


Рис. 3. Фотографии исследованных интервалов керна скважин

### Результаты исследований

Результаты биомаркерного и фингерпринт анализов конденсатов представлены в табл. 1 и 2, данные пиролиза Рок-Эвал, значения измерения отражательной способности витринита и мацерального состава пород показаны в табл. 3. Результаты компонентного анализа и изотопного состава углерода в исследованных газах отражены в табл. 4.

Таблица 1

## Результаты газохроматографического и масс-спектрометрического (биомаркерного) анализов газоконденсатов

Месторождение	Скважина	Горизонт	Интервал перфوراц.	Плотность (кг/м <sup>3</sup> )	Pr/C17	Ph/C18	St29/Tt30	Pr/Ph	Hop 29%	Hop 30%	Hop 31%	St29 S/R	St29 I/R	Ts/Tm	29Ts/29Tm	MPI	MNR
Амангельды	109	Clvl	2265-2313	725	0,33	0,21	0,21	2,08	-	-	-	0,55	0,43	1,33	-	1,34	1,91
Амангельды	104	Clvl	2320-2510	717	0,31	0,19	-	2,13	-	-	-	-	-	-	-	1,22	1,68
Амангельды	116	Clvl	2118-2181	724	0,35	0,22	0,19	1,99	0,33	0,52	0,15	0,43	0,48	1,24	0,42	1,45	1,82
Амангельды	108	Clvl	2055-2125	714	0,31	0,20	-	2,04	-	-	-	0,40	0,51	-	-	1,18	1,75
Амангельды	124	Clvl	2209-2276	713	0,30	0,17	-	2,42	-	-	-	-	-	-	-	1,76	1,57
Амангельды	113	Clvl	2117-2074	718	0,33	0,21	-	2,10	-	-	-	-	-	-	-	1,27	1,60
Амангельды	120	Clvl	2119-2224	716	0,31	0,21	-	1,97	-	-	-	0,47	0,49	-	-	1,37	1,72
Жаркум	1g	Clvl	1544-1631	758	0,33	0,19	0,22	2,37	0,27	0,57	0,16	0,40	0,46	0,99	0,46	0,70	1,17
Жаркум	4g	Clsr	1971-2075	775	0,53	0,33	-	2,49	-	-	-	-	-	-	-	1,34	1,53
Жаркум	6	Clvl	1901-1945	754	0,32	0,18	0,24	2,37	0,31	0,54	0,16	0,39	0,45	0,97	0,41	0,51	1,53
Жаркум	8	Clsr	1544-1631	752	0,33	0,18	0,20	2,34	0,30	0,53	0,17	0,44	0,49	0,81	0,38	0,66	1,50
Айрақты	4	Clvl	2104-2120	742	0,42	0,20	0,27	2,19	0,31	0,57	0,12	0,35	0,42	1,14	0,37	0,91	1,67
Айрақты	8	Clvl	2074-2088	743	0,42	0,20	0,28	2,20	0,30	0,58	0,12	0,36	0,44	1,03	0,37	0,89	1,63
Айрақты	101	Clvl	2074-2129	741	0,42	0,20	0,27	2,12	0,31	0,59	0,11	0,35	0,42	1,02	0,43	0,91	1,69
Айрақты	104	Clvl	2067-2138	743	0,37	0,19	0,28	1,86	0,31	0,58	0,11	0,35	0,42	1,01	0,37	0,81	1,70
Айрақты	106	Clvl	2115-2163	744	0,41	0,19	0,28	2,09	0,30	0,58	0,12	0,36	0,43	1,10	0,39	0,82	1,64
Айрақты	105	Clvl	2129-2173	742	0,41	0,19	0,28	2,09	0,31	0,59	0,10	0,35	0,43	1,03	0,35	0,82	1,69
Айрақты	102	Clvl	2130-2190	744	0,42	0,20	0,28	2,19	0,31	0,58	0,11	0,35	0,44	1,02	0,38	0,90	1,67

Таблица 2

## Результаты анализа фингерпринт исследованных газоконденсатов

Месторождение скважина	Горизонт	Интервалы перфорации	E BENZ	P XYL	M XYL	IP BENZ	O XYL	NP BENZ	4 E TOL	3 E TOL	135 TMB	2 E TOL	124 TMB
Айрақты-101	Clvl	2074-2129	1949010	2598155	7711290	491182	2043672	474403	508418	1304186	1307680	404828	1367059
Айрақты-102	Clvl	2130-2190	2699802	3593198	10657389	672504	2816025	651544	694508	1768033	1787708	553573	1872558
Айрақты-104	Clvl	2067-2138	2226373	2841003	8563530	533638	2296663	518728	530902	1363113	1361185	427241	1426809
Айрақты-106	Clvl	2115-2163	2097011	2675989	8056557	499929	2159462	488079	499307	1282968	1279789	399531	1341648
Айрақты-4	Clvl	2104-2120	2251117	2995257	8887134	563079	2355847	544397	582488	1481933	1495394	464374	1565669
Айрақты-8	Clvl	2074-2088	2502325	3341981	9923626	626871	2624834	607033	648599	1665645	1666111	516508	1744038
Айрақты-105	Clvl	2129-2173	2270870	2900173	8750749	543275	2345565	527846	543018	1394786	1387895	433753	1459845
Жаркум-8	Clsr	1544-1631	5051503	4455009	14599835	1324537	4228279	1224842	875247	2332830	1998335	679092	2114611
Жаркум-1g	Clvl	1544-1631	7328348	6476346	21272545	1946499	6238967	1787799	1294968	3411607	2987116	1011649	3162947
Жаркум-4g	Clsr	1971-2075	2732213	4216399	12292209	775172	3224999	792473	961591	2415201	2402542	752107	2874037
Жаркум-6	Clvl	1901-1945	6907551	6021204	19839823	1754618	5751858	1592592	1128514	2979036	2546739	866300	2676533
Амангельды-104	Clvl	2320-2510	2650752	3385466	10811816	660021	3037881	666990	692037	1790962	1545551	517340	1728935
Амангельды-108	Clvl	2055-2125	2498460	3477950	11092312	622520	2917419	629270	688039	1795691	1643313	486409	1805051
Амангельды-116	Clvl	2118-2181	2233161	3194430	10166520	570935	2656251	591330	664292	1736202	1619375	467426	1826897
Амангельды-120	Clvl	2119-2224	2527506	3163158	9971758	468185	2474655	457387	482421	1250226	1087713	356942	1206120
Амангельды-109	Clvl	2265-2313	2734173	3679317	11713977	674683	3154746	684911	738248	1923931	1732695	532859	1919884
Амангельды-124	Clvl	2209-2276	2296912	2872939	9090302	488833	2385428	485461	508563	1330904	1140616	379495	1269046
Амангельды-113	Clvl	2117-2074	2290839	2954638	9426589	560264	2605686	561518	588800	1522816	1321155	434110	1467076

Таблица 3

**Результаты исследований пиролиза на Рок-Эвал и значения измерения отражательной способности витринита и мацерального анализа**

№ п/п	Месторождения и скважина	Интервалы отбора (м)	S1 - (mg/g)	S2 - (mg/g)	PI	Tmax (°C)	TrkS2 (°C)	S3CO - (mg/g)	S3'CO - (mg/g)	S3 - (mg/g)	S3' - (mg/g)	PC (%)	RC (%)	TOC (%)	HI	OI	pyroMINC (%)	oxiMINC (%)	MINC (%)	Ro%	%Vit	%Inert	%Lipt
1	Анабай-12	2203,73	0,04	0,18	0,18	429	469	0,03	0,30	0,41	21,20	0,04	0,26	0,30	60	137	0,58	5,86	6,44	-	-	-	-
2	Анабай-12	2779,43	0,45	12,62	0,03	531	571	0,24	2,50	0,63	11,30	1,17	59,99	61,16	21	1	0,36	0,04	0,40	2,03	59	19	22
3	Анабай-12	2759,09	0,04	0,30	0,12	538	578	0,02	0,10	0,20	7,10	0,04	0,80	0,84	36	24	0,20	0,32	0,52	-	-	-	-
4	Амангельды-102	2156,00	0,22	0,71	0,23	436	476	0,08	0,50	0,68	11,20	0,11	1,07	1,18	60	58	0,32	0,79	1,10	-	-	-	-
5	Амангельды-102	2149,52	0,03	0,17	0,16	460	500	0,02	0,20	0,46	9,20	0,03	0,22	0,25	68	184	0,26	0,18	0,43	-	-	-	-
6	Султанкудук-R-1	2104,44	0,23	0,87	0,21	456	496	0,09	0,20	0,16	8,70	0,10	0,59	0,69	126	23	0,24	4,66	4,90	-	-	-	-
7	Султанкудук-R-1	2578,25	0,07	0,32	0,17	481	521	0,01	0,10	0,10	3,70	0,04	0,52	0,56	57	18	0,10	0,72	0,82	-	-	-	-

Таблица 4

**Результаты компонентного анализа и изотопного состава углерода в исследованных газах**

Месторождения	Скв.	Продукт. горизонт	Результаты изотопного состава углерода (‰)								Результаты компонентного состава газа (моль)							
			$\delta^{13}C_{C_1}$	$\delta^{13}C_{C_2}$	$\delta^{13}C_{C_3}$	$\delta^{13}C_{iC_4}$	$\delta^{13}C_{nC_4}$	$\delta^{13}C_{C_5}$	$\delta^{13}C_{iC_5}$	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Изо бутан	Изо пент	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>
Айрақты	102	Clvl	-35,4	-26,9	-23,2	-22,9	-21,4	-20	-21,2	77,25	7,37	2,6	0,6	0,4	0,21	0,184	10,92	0,3
Айрақты	105	Clvl	-34,4	-26,3	-22,4	-21,8	-20,9	-19,2	-20,5	78,3	5,64	1,3	0,15	0,2	0,04	0,02	13,67	0,18
Жаркум	01G	Clvl	-33,6	-25,5	-22,6	-22,5	-21,2	-20,6	-21,8	81,3	6,41	2,12	0,5	0,3	0,2	0,18	7,92	0,44
Жаркум	8	Clsr	-37,1	-27,1	-23,5	-23,8	-23	-22,5	-23,3	80,25	9,08	3,6	0,93	0,51	0,24	0,26	4,59	0,15
Амангельды	120	Clvl	-35	-25,2	-22,3	-22,1	-21,2	-20,4	-21,6	75,98	10,6	4,394	1,15	0,6	0,318	0,32	6,34	0,07
Амангельды	124	Clvl	-35,4	-25,1	-22,4	-22,5	-20,9	-20	-21,3	78,95	9,66	3,45	0,53	0,35	0,1	0,08	6,5	0,27

### Обсуждение

В статье интерпретация результатов комплексных геохимических исследований образцов газового конденсата, газа и керна представлена в трех частях.

В первой части показаны результаты геохимических исследований 18 образцов газовых конденсатов (газохроматография, фингерпринт и биомаркерный анализы) по всему добывающему фонду трех месторождений Моинкумского прогиба (Амангелди, Жаркум и Айракты) в целях характеристики их материнских пород, генетической типизации и определения флюидосообщаемости в пределах каждого месторождения и между ними.

Во второй части приведены данные геохимических исследований керна трех месторождений прогиба (Амангельды 102, Султанкудук R-1 и Анабай 12) на пиролизаторе Рок-Эвал и микроскопе для измерения отражательной способности витринита и изучения мацерального состава в образцах. Также по результатам анализов газохроматографии и биомаркеров проведена корреляция «конденсат-материнская порода» для установления генетической связи между образцами конденсатов и экстрактов из потенциальных материнских толщ.

В третьей части представлены результаты геохимических анализов (компонентный состав и изотопный состав углерода) шести образцов газа из вышеуказанных месторождений в целях определения типа газа и условий осадконакопления ОВ, термической зрелости и генетической связи между образцами газов.

#### *Геохимическое исследование конденсатов*

Согласно полученным значениям плотности конденсатов от глубины залегания (см. табл. 1), газоконденсаты в ниже-визейских отложениях месторождения Амангельды (инт. перфорации 2000-2400 м) легче, чем вышележащие конденсаты в ниже-визейских отложениях (2050-2150 м), ниже-визейских и серпуховских отложениях месторождения Жаркум (инт. перфорации 1500-1950 м).

#### *Газохроматографическое исследование*

Газохроматографическое исследование конденсатов проводилось для изучения распределения алканов нормального и изопреноидного строения на молекулярном уровне. На рис. 4 представлены хроматограммы конденсатов месторождений Амангельды, Жаркум и Айракты. В отличие от других проб, на хроматограмме газоконденсата месторождения Айракты отмечаются относительно высокие концентрации высокомолекулярных *n*-алканов в виде второй вершины, что соответствует ее генетическому отличию от конденсатов месторождений

Амангельды и Жаркум.

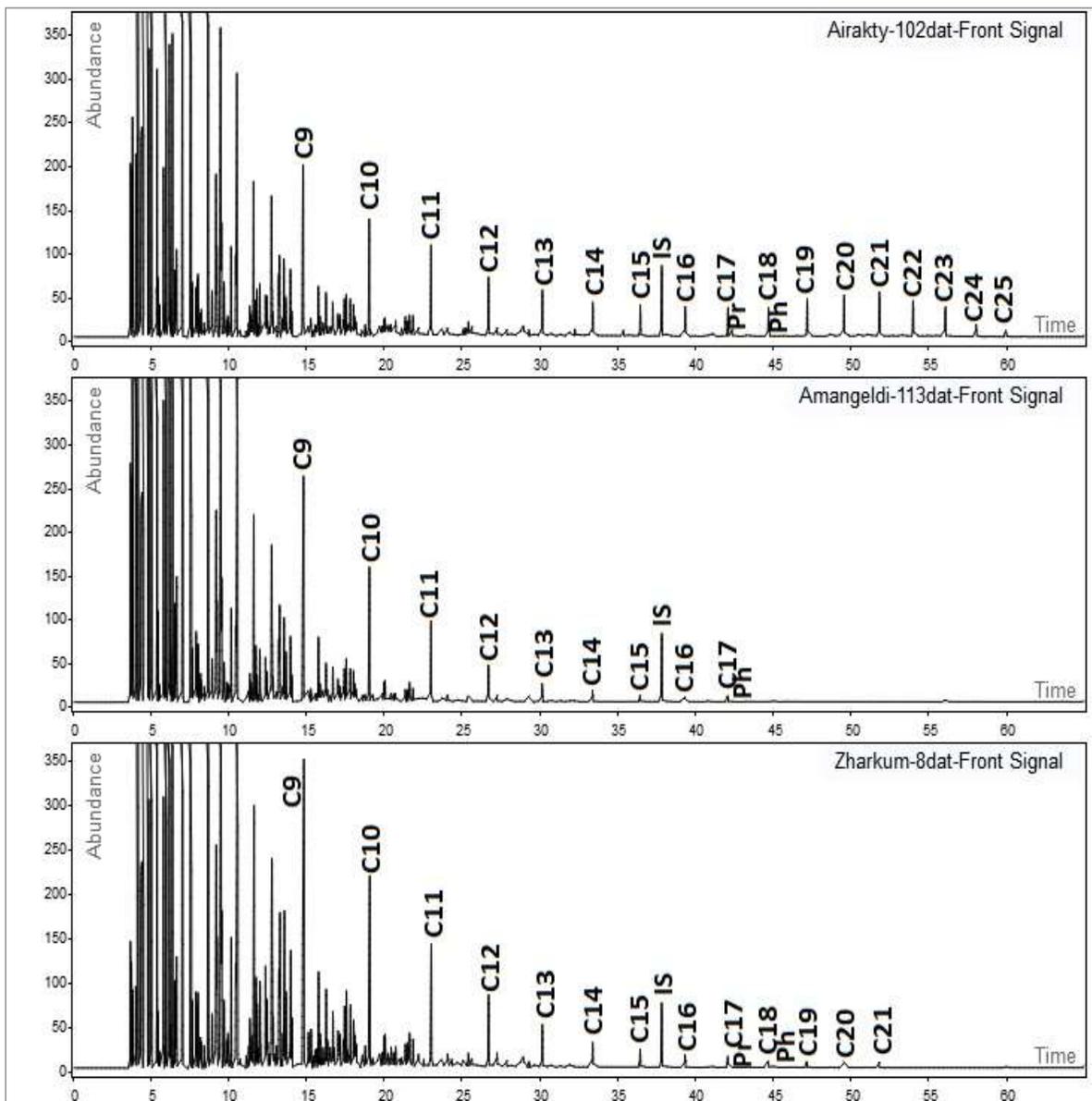


Рис. 4. Хроматография всех исследованных газоконденсатов

Бимодальное распределение *n*-алканов в конденсатах месторождения Айрақты указывает на большой вклад «наземного» ОВ, хотя отсутствие тяжелых *n*-алканов в пробах месторождений Жаркум и Амангельды, скорее всего, связано с их высокой термической зрелостью, при достижении которой в керогене происходит расщепление высокомолекулярных *n*-алканов до низкомолекулярных гомологов [Peters, Walters, Moldowan, 2005]. Поэтому на хроматограммах газовых конденсатов отмечается узкий диапазон УВ-ряда по сравнению с таковой нефтяной.

Газоконденсатные пробы по хроматограммам - не биодegradированные, то есть не испытали

микробное разложение, о чем свидетельствует наличие всех *n*-алканов до C<sub>20</sub>-C<sub>31</sub> в зависимости от месторождений (см. рис. 4).

Биомаркерный анализ газоконденсатов проводился на хромато-масс-спектрометре Agilent 7890B в режиме SIM в целях характеристики материнских пород и условий их осадконакопления, литологии ОВ, термической зрелости и установления генетического родства конденсатов, хотя нужно отметить, что обычно изучаются биомаркеры нефти в вышеуказанных целях. В качестве диагностических ионов насыщенных фракций *m/z* 191, 217 и 218 использованы идентификации для терпанов, стеранов и изостеранов, соответственно, для идентификации ионов ароматической фракции выбраны *m/z* 178, 184 и 192 для фиксации фенантрена, дибензотиофена и метилфенантрена.

**Условия осадконакопления ОВ.** Для определения условий осадконакопления ОВ применялся график зависимости соотношения пристана к фитану от соотношения C<sub>29</sub> стеран/ C<sub>30</sub> гопан. Согласно данному графику, ОВ газоконденсатов месторождений образовалось в озерной среде. Относительно высокие значения Pr/Ph во всех пробах указывают на наличие преимущественно окислительной среды во время осадконакопления ОВ (рис. 5).

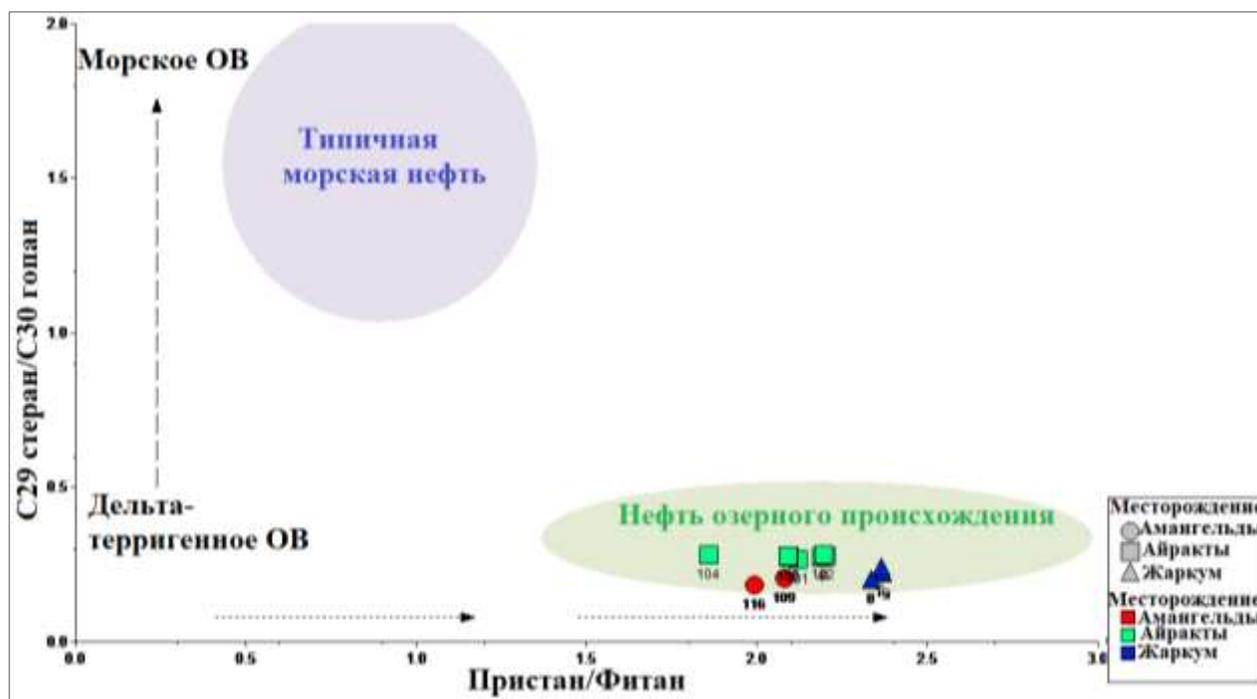


Рис. 5. График зависимости соотношения Pr/Ph против C<sub>29</sub> стеран/C<sub>30</sub> гопан

**Литология пород с ОВ.** Низкие значения соотношения C<sub>29</sub>/C<sub>30</sub> гопана (29Н/30Н<1) во всех пробах конденсата на масс-фрагментограмме *m/z* 191 свидетельствуют о глинистости

материнской породы (рис. 6). Данное наблюдение также подтверждается высокими значениями соотношений диастерана к стеранам, низкими значениями дибензотиофена к фенантренам. Нужно отметить, что уровень моря в Мойнкумском прогибе снизился в среднем – позднем каменноугольном периоде, условия изменились от морских на дельтовые прибрежные зоны, и образовались красноцветные терригенные и глинистые породы средне-верхнего каменноугольного возраста (С. Исмагулова, Нур-султан, Казахстан, Asset Consulting Services (Schlumberger), 2020 г.).

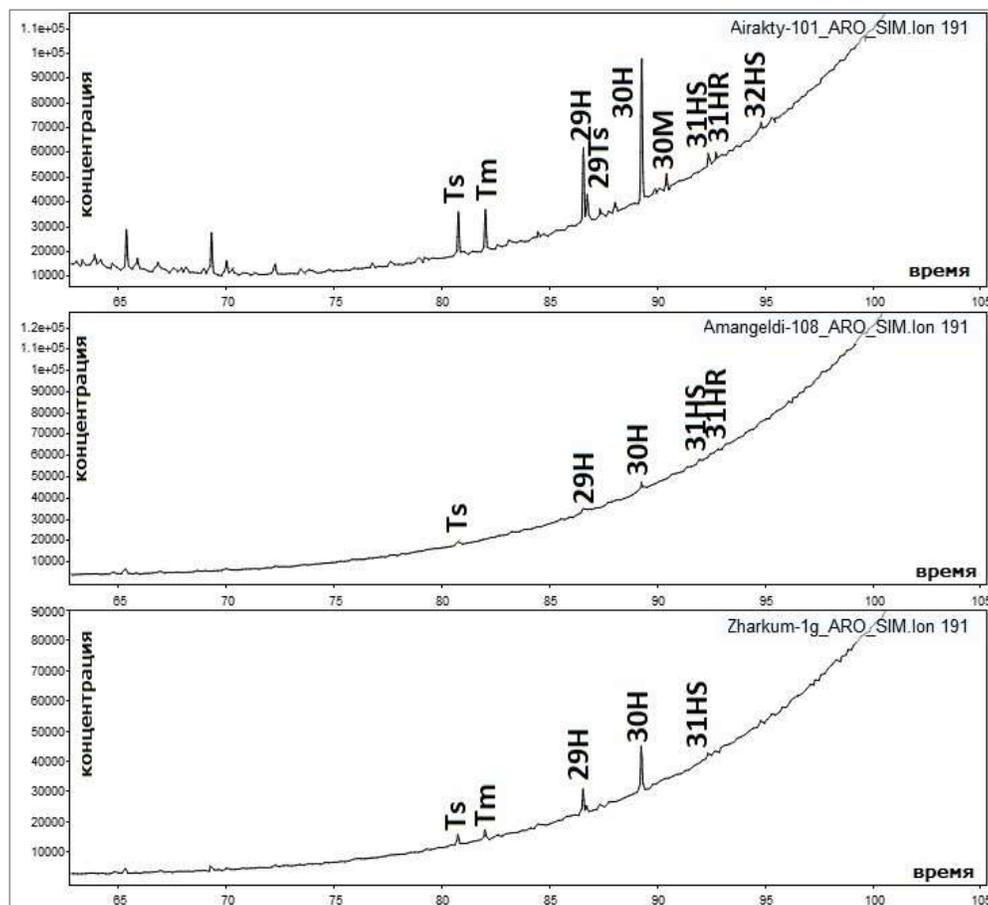


Рис. 6. Масс-фрагментограмма терпанов  $m/z$  191 в представительных пробах

**Термическая зрелость.** Для определения термической зрелости газоконденсатов построены два графика зависимости (график  $29Ts/29Tm$  против  $Ts/Tm$  и график зависимости индекса метилфенантрена (MPI-1) против метилнафталина (MNR)), которые возрастают по мере увеличения термической зрелости (рис. 7 и 8). По термическим параметрам видно, что среди исследованных проб конденсаты месторождения Амангельды обладают самой высокой термической зрелостью, то есть, конденсаты в ниже-визейских отложениях месторождения

Амангельды (инт. перфорации 2000-2400 м) испытывали относительно высокие термобарические условия, чем вышележащие газоконденсаты в ниже-визейских отложениях месторождения Айракты (2050-2150 м) и ниже-визейских, серпуховских отложениях месторождения Жаркум (инт. перфорации 1500-1950 м). Вероятно, что данное явление обусловлено относительно глубокими залеганиями продуктивных пластов месторождения Амангельды, где высокие температуры и давления привели к изменению состава УВ. Более того, относительно самые низкие значения плотности ( $710-728 \text{ кг/м}^3$ ) в конденсатах Амангельды также подтверждают их высокую термическую зрелость, так как со зрелостью в материнской породе происходит крекинг вышележащих *n*-алканов до низкиж гомологов, вследствие чего плотность УВ уменьшается.

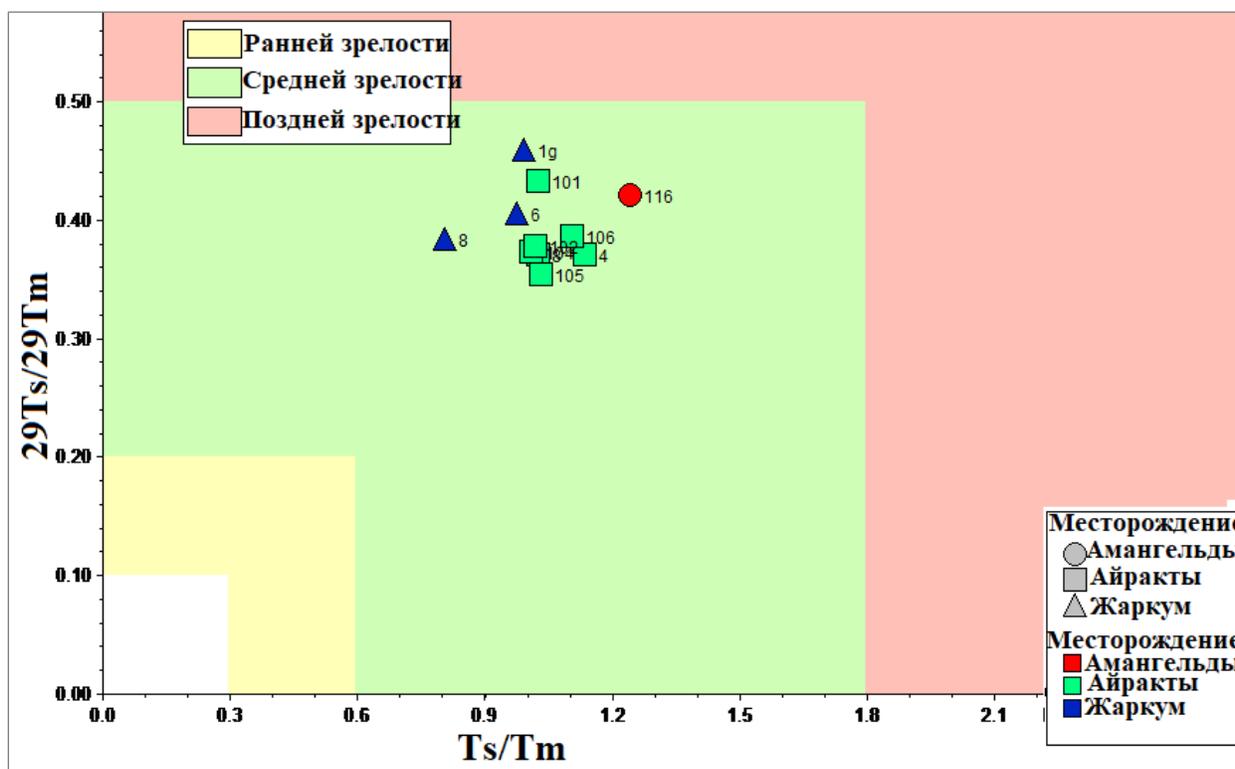


Рис. 7. График зависимости терпанов  $C_{27}T_s/T_m$  от  $C_{29}T_s/29T_m$  в конденсатах

Но, если учесть несущественную разницу в современных глубинах залегания продуктивных объектов на указанных месторождениях, можно допустить, что высокая термическая зрелость конденсатов месторождения Амангельды может быть связана с инверсионными тектоническими (геодинамическими) процессами, то есть, в палеотектонической истории структура Амангельды более погружена по сравнению с ее современным положением, затем она она испытала воздымание, а наиболее мощные и выдержанные пласты песчаника среди исследованных

месторождений вскрыты только на месторождении Амангелды в нижневизейском горизонте (С. Исмагулова, Нур-султан, Казахстан, Asset Consulting Services (Schlumberger), 2020 г.).

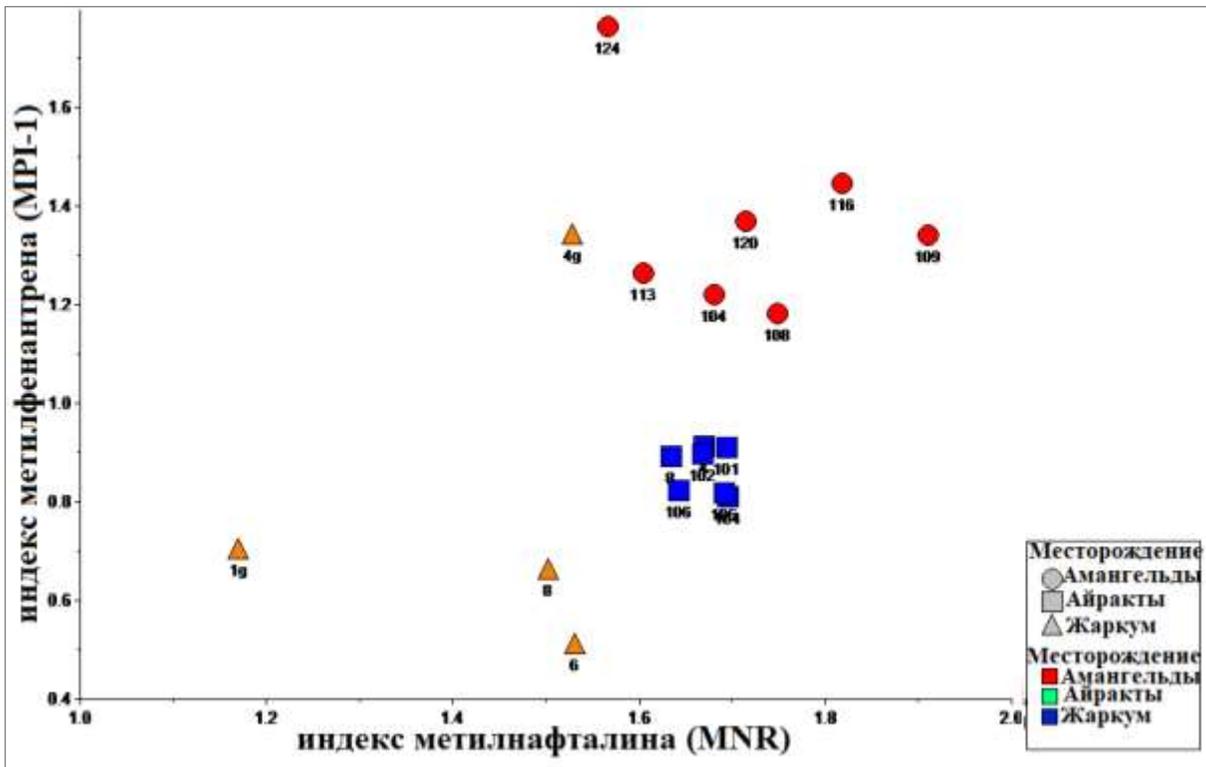


Рис. 8. График зависимости индекса метилфенантрена от индекса метилнафталина

Что касается термической зрелости конденсатов в пределах одного месторождения, то термическая зрелость конденсата скв. 4 отличается от остальных конденсатов месторождения Жаркум, хотя скважины 8 и 4 разрабатывают серпуховские отложения, а остальные скважины (1Г и 6) вскрывают нижние визейские отложения. По сравнению с газоконденсатом скв. 6, конденсат скв. 1Г обладает более высокой термической зрелостью.

**Генетическая корреляция «конденсат-конденсат».** Корреляция подразумевает сравнение геохимических составов для определения генетического происхождения образцов. В данном исследовании проводилось визуальное сравнение масс-фрагментограммы ароматических компонентов (рис. 9), по результатам которого видно, что конденсат скв. 4 отличается от остальных флюидов.

В газоконденсатах соленоводных фаций доминирует 9-метилфенантрен ( $9MP > 2MP$ ), в пресноводных фациях наблюдается обратное, поэтому, высокие значения  $9MP/2MP$  в образцах месторождений Айрақты и Жаркум могут указывать на относительно соленоводную среду во

время седиментации ОБ (см. рис. 9).

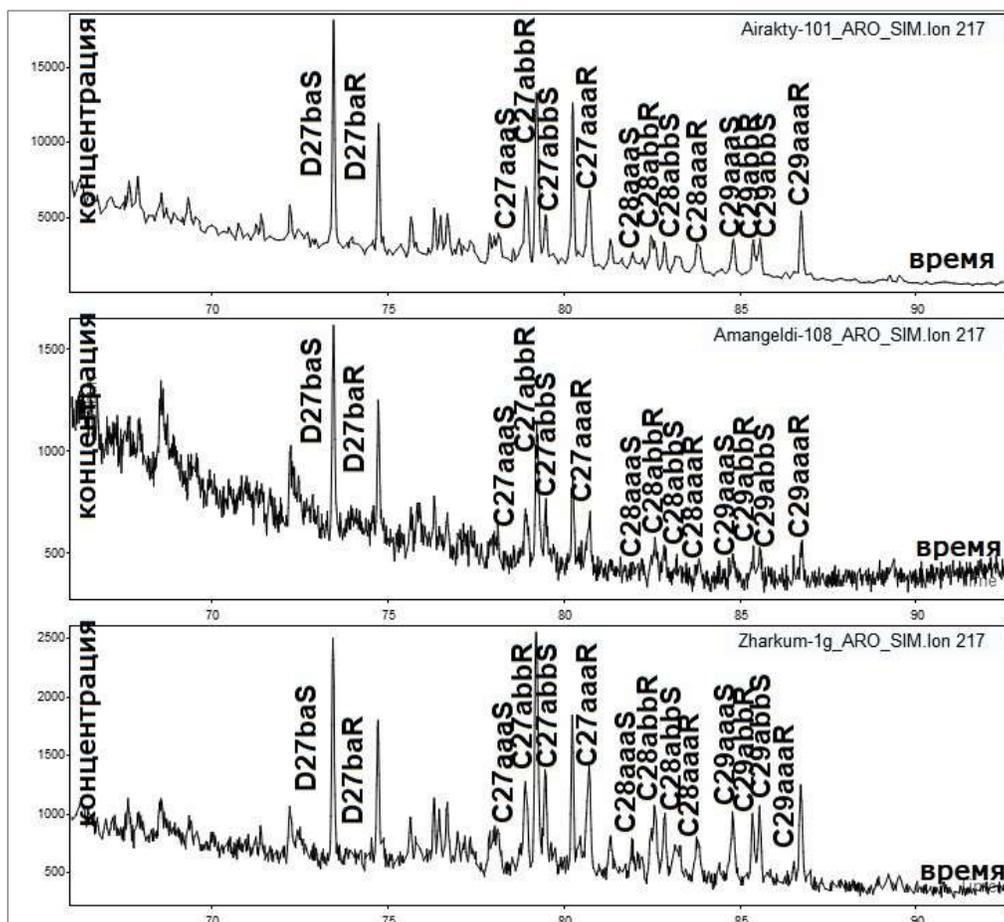


Рис. 9. Масс-фрагментогаммы стерана ( $m/z$  217) в представительных пробах

В распределении терпанов во всех конденсатах на масс-фрагментогаммах  $m/z$  191 характерны преобладания  $C_{30}$  гопана над остальными пентациклическими терпанами.

Масс-фрагментогаммы стерана и ароматических компонентов на примере в представительных образцах месторождений Айракты, Амангельды и Жаркум немного разнятся (см. рис. 9 и 10).

Подводя итоги, из-за высокой зрелости большинство терпанов и других биомаркеров отсутствуют в газоконденсатах месторождения Амангельды, что затруднило выявление генетического родства с конденсатами месторождений Айракты и Жаркум. Но различные распределения ароматических УВ в конденсатах месторождений Айракты, Амангельды и Жаркум могут свидетельствовать об их отличающемся генетическом происхождении (см. рис. 9 и 10).

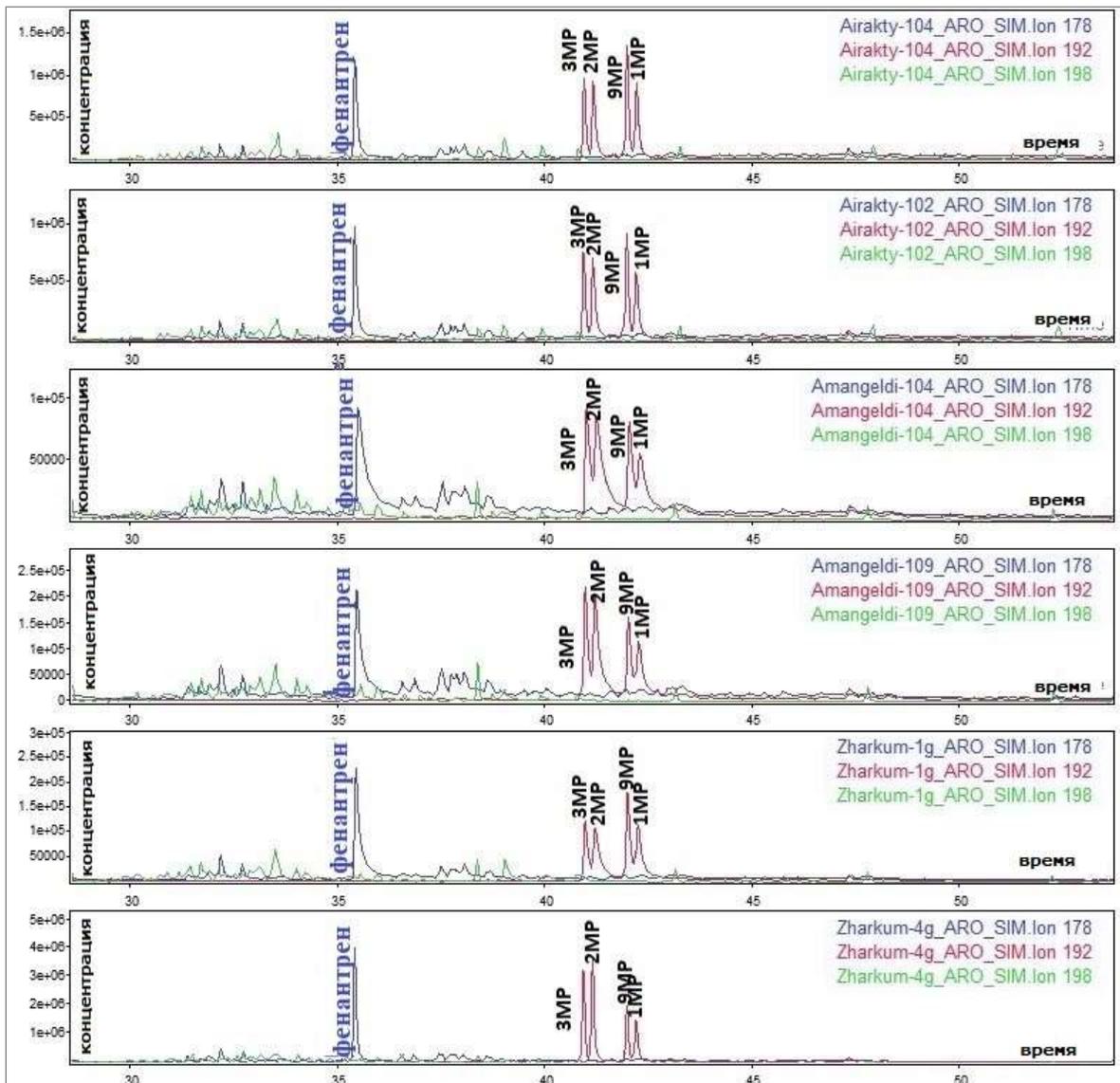
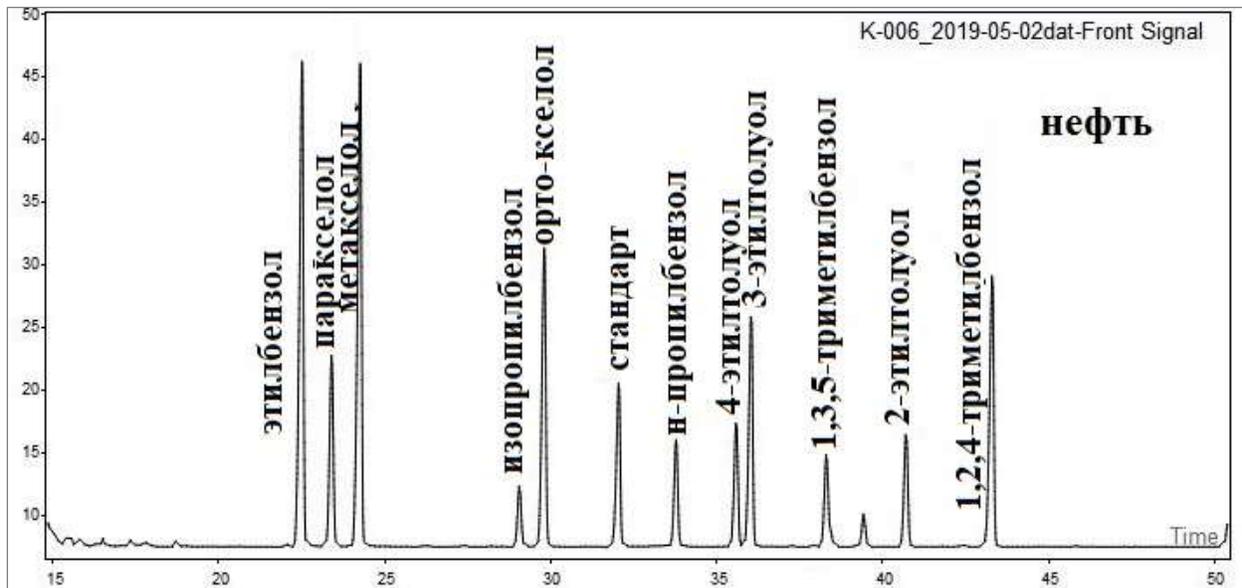


Рис. 10. Масс-фрагментограммы фенантрена ( $m/z$  178) и метилфенантрена ( $m/z$  192) и дибензотиофена ( $m/z$  198) в представительных пробах

### *Анализ фингерпринт*

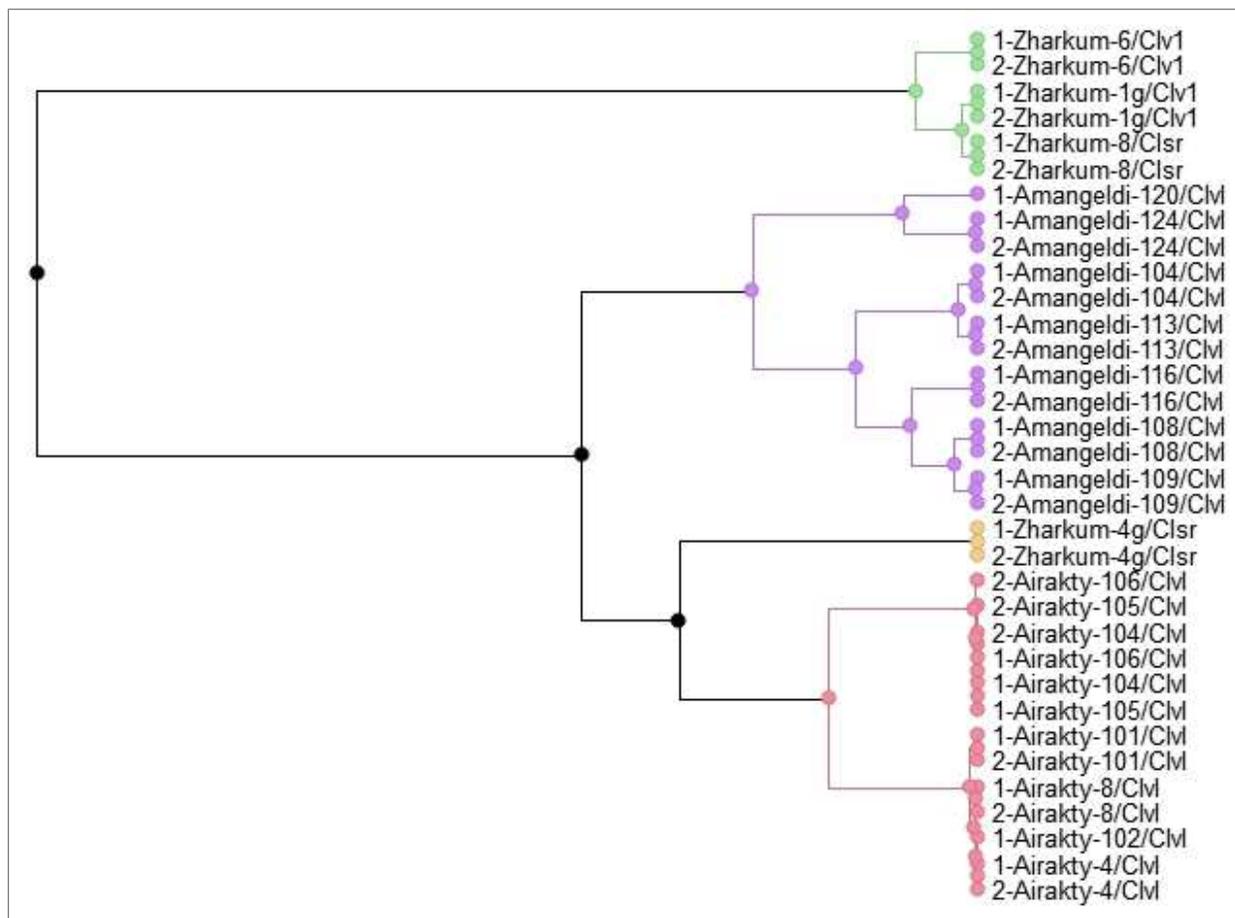
В резервуаре при высокой температуре и давлении молекулы, особенно легкой фракции нефти или конденсата, постоянно находятся в движении и смешиваются в равной концентрации в пределах сообщаемого пласта. При разобценности пласта между двумя скважинами легкие фракции нефти или газового конденсата этих скважин не смешаются и их концентрации отличаются, то есть, идентичные концентрации этих ароматических компонентов в разных нефтях или газоконденсатах скважин свидетельствуют о хорошей флюидосообщаемости пород между ними, а разные концентрации указывают на наличие барьера, препятствующего перемешиванию флюидов, или их разное генетическое происхождение [Herwig et al., 1999].

Именно, поэтому анализ фингерпринт нефти или конденсата основан на идентификации 11-ти ароматических компонентов (рис. 11) на многомерном газовом хроматографии (LTM-MD-GC) с низкой термальной массой. С 2015 г. данная запатентованная методика компанией Shell успешно применялась в вышеуказанных целях на базе АФ «КМГ Инжиниринг» для большинства нефтей пяти нефтегазовых бассейнов Республики Казахстан, но в этом исследовании впервые задействована для изучения газоконденсатных месторождений.



**Рис. 11. Хроматограмма представительного газового конденсата на многомерном газовом хроматографии (LTM-MD-GC) с низкой термальной массой**

Согласно обработанным данным ПО Malcom (Schlumberger) выдаются схематичные «семейные деревья» газовых конденсатов - так называемые «дендрограммы», основанные на методе Уарда (Wardmethod). На представленной дендрограмме (рис. 12), построенной по результатам данных анализа фингерпринт проб месторождений Айрақты, Жаркум и Амангельды, выделены четыре группы конденсатов разными цветами, что хорошо согласуется с результатами звездной диаграммы. При нанесении групп на карту выявлено, что конденсаты каждого месторождения обладают разными «отпечатками», что указывает на отсутствие гидродинамической связи между месторождения (рис. 13). Проведение аналогичных анализов по соседним месторождениям позволяет определить направление путей миграции в масштабе бассейна, что уменьшает риски бурения «пустых» разведочных скважин. Далее для удобства и наглядности результаты фингерпринтинга конденсата представлены для каждого месторождения по отдельности.



**Рис. 12. Дендрограмма Варда конденсатов по данным анализа фингерпринт**

По данным анализа фингерпринт семь проб конденсата из скважин, разрабатывающих залежи визейских отложений месторождения Айрақты, разделены на две группы, отмеченные черным и красным цветами на рис. 14. Таким образом, несмотря на одинаковые объекты разработки, вероятно, флюиды залежи восточной части полностью не смешиваются с флюидами залежи западной части, или между выделенными группами существует некий барьер, который препятствует перемешиванию флюидов, хотя на карте отсутствует разлом или барьер, и по генетическим признакам биомаркеров все конденсаты данного месторождения имеют общий источник.

По сопоставлениям ароматических компонентов в конденсатах объекта разработки в виде лепестковых диаграмм в составе исследованных образцов газоконденсатов месторождения Жаркум не наблюдаются существенные различия, кроме скв. 4. Идентичность звездных диаграмм в газоконденсатах скважин 8, 6 и 1 указывает на хорошую флюидо-сообщаемость пород-коллекторов (рис. 15).

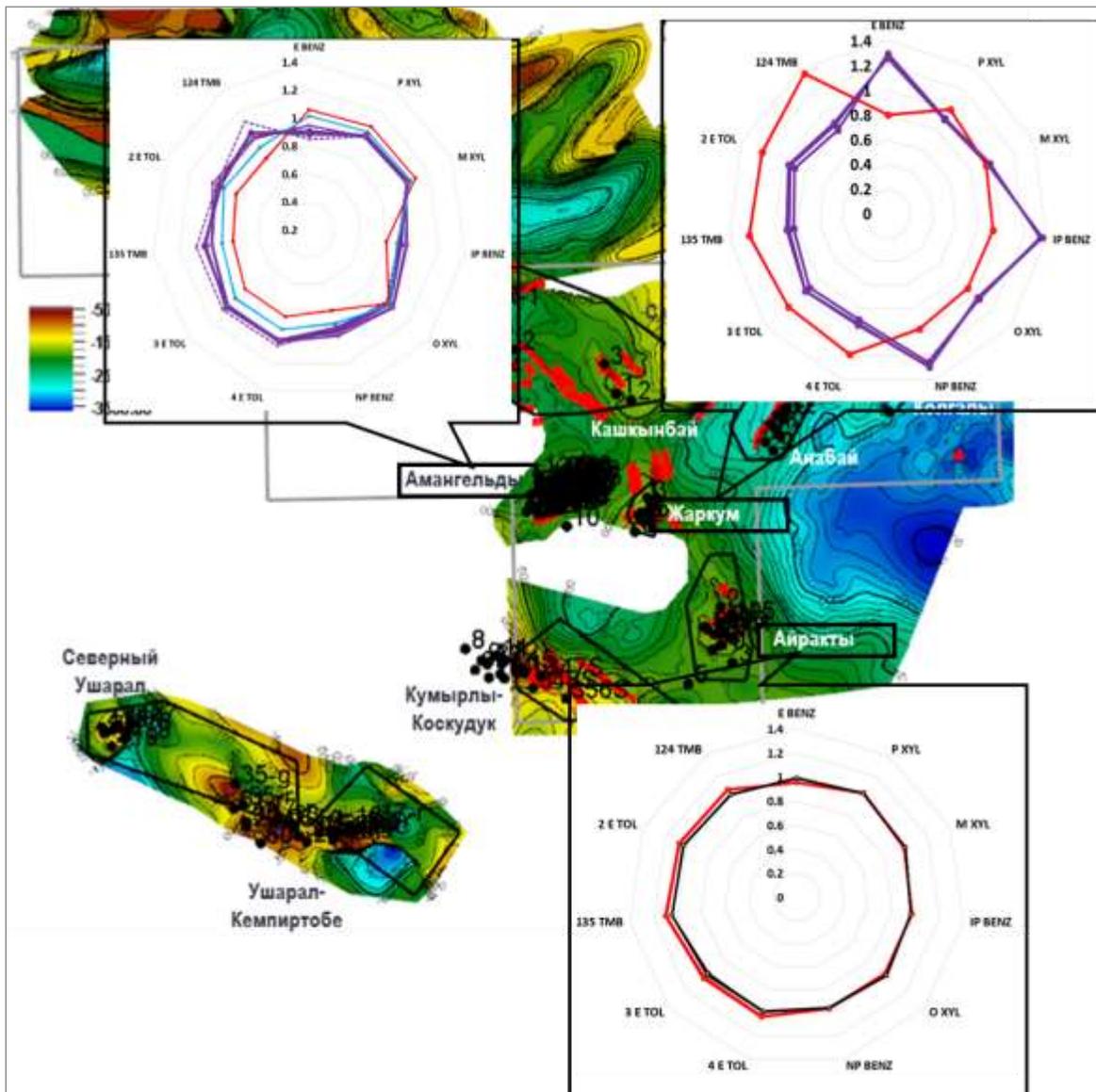


Рис. 13. Карта распространения выделенных типов газоконденсата по данным анализа фингерпринт

Сопоставление значений семи проб газоконденсата на месторождении Амангельды указывает на незначительное расхождение, что отмечено красным, синим и фиолетовыми цветами и наглядно иллюстрируется на рис. 16. По данным анализа фингерпринт составы конденсатов скважин 120 и 124 немного отличаются между собой и от остальных газоконденсатов, что свидетельствует о разобщенности вмещающих их резервуаров. Такое различие также подтверждается разными суточными дебитами газов и газоконденсатов исследованных скважин: например, суточные дебиты газа и конденсата в скв. 120 в два-три раза выше таковых скв. 108 (Е.Ш. Сейтхазиев, Атырау, Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2021 г.).

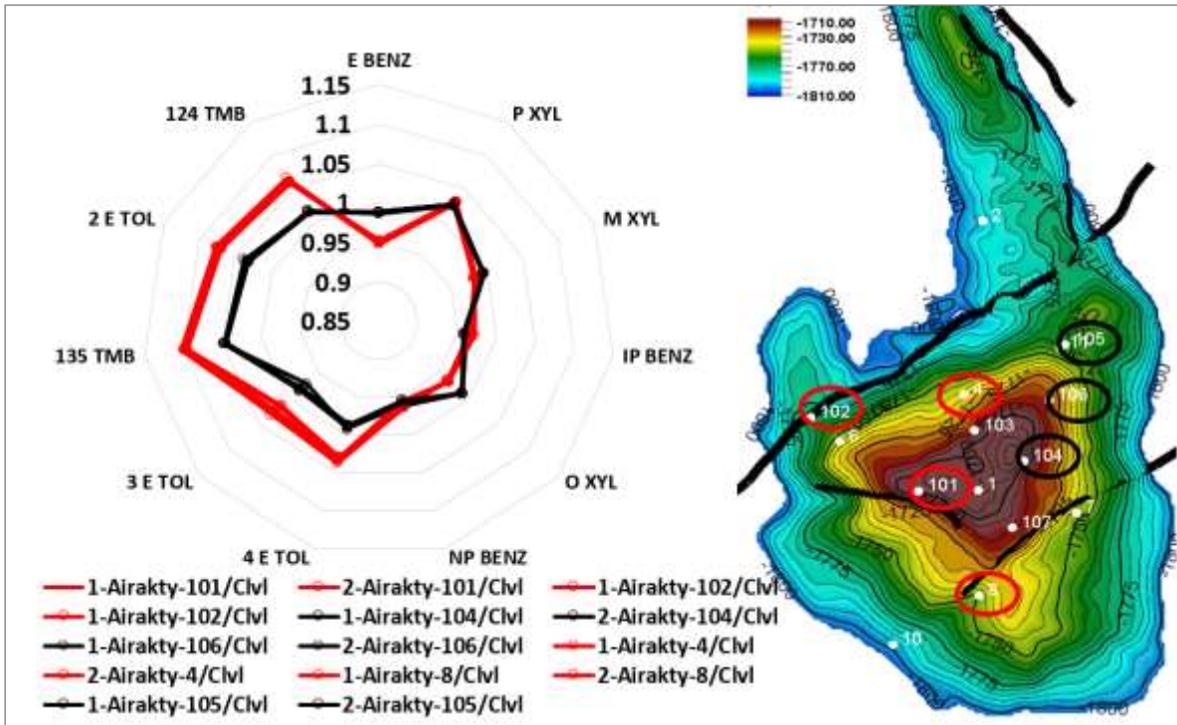


Рис. 14. Карта распространения выделенных типов газоконденсата по данным анализа фингерпринт на месторождении Айракты

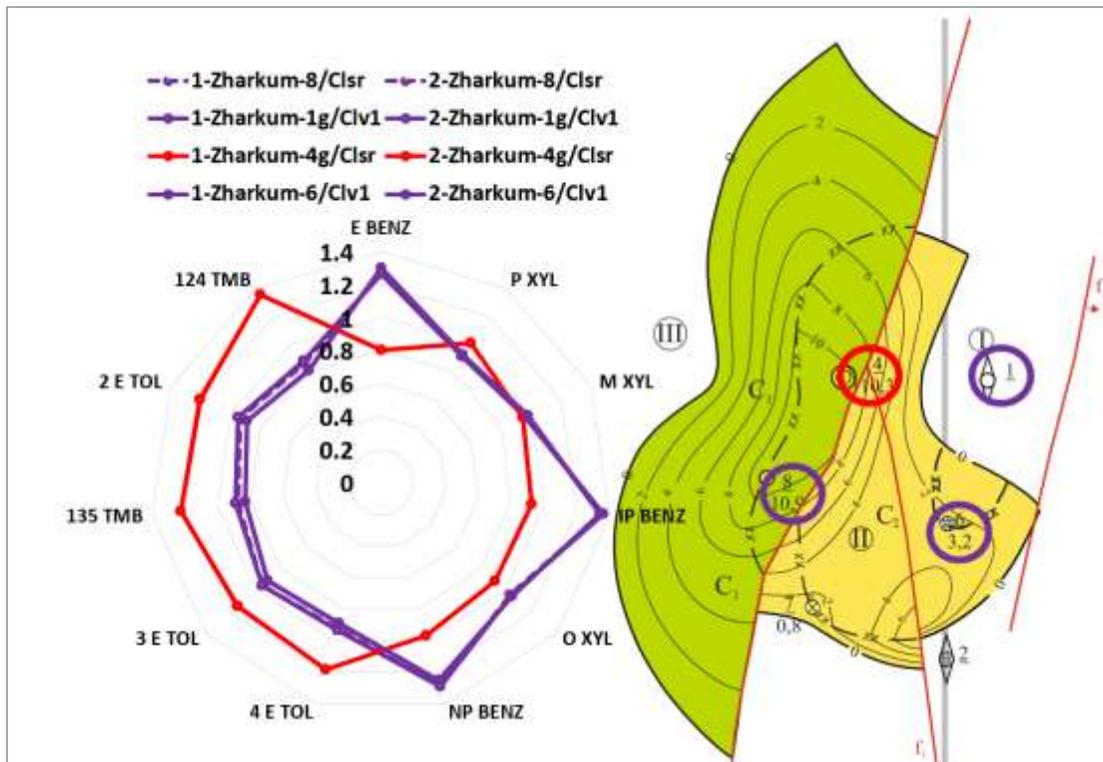
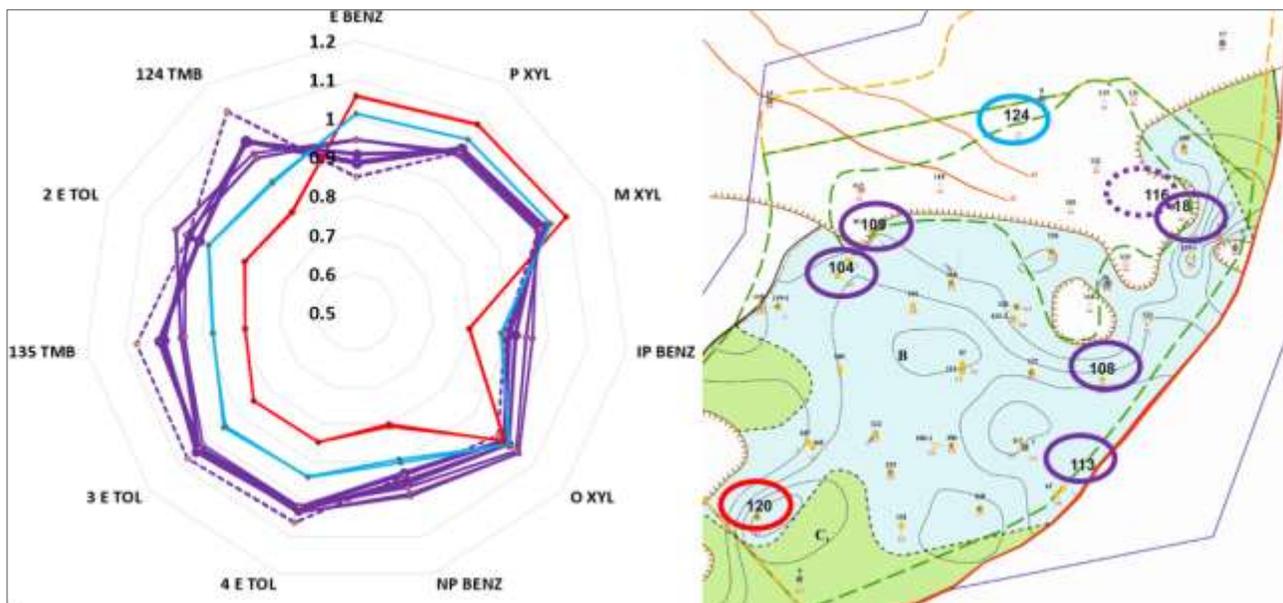


Рис. 15. Карта распространения выделенных типов газоконденсата по данным анализа фингерпринт на месторождении Жаркум



**Рис. 16. Карта распространения выделенных типов газоконденсата по данным анализа фингерпринт на месторождении Амангельды**

### *Геохимические исследования образцов керн*

#### *Результаты пиролиза Рок-Эвал*

Выполнен пиролиз Rock-Eval 6 в режиме SIM семи проб керн в целях характеристики потенциальных материнских пород в плане определения типа ОВ, типа керогена, термической зрелости и определения нефтегенерирующего потенциала изучаемой породы. Так как корректность результатов зависит от количества общего органического углерода (ТОС) в исследуемой породе, образцы, обладающие низкими значениями ТОС (<0,5) и S2 (<0,20), по результатам пиролиза отбраковывались, поэтому применены результаты только пяти из семи проб для правильной интерпретации данных пиролиза.

**Генерационный потенциал материнской породы.** Количество ОВ в породе, кероген, а также присутствующие УВ в образце определяются параметром ТОС. Как видно на рис. 17, значения ТОС для изучаемых образцов из месторождений Анабай, Султанкудук и Амангельды варьируют от 0,56 до 61,16 мгУВ/г породы, что показывает возможный генерационный потенциал - от скудного до отличного. Высокие значения ТОС (61,16%) для образца Анабай 12 из интервала 2779,43 м месторождения могут быть объяснены повышенным значением остаточного углерода (RC-59,99), который обладает низким генерационным потенциалом. Пробы месторождений Амангельды и Султанкудук - с очень скудными производящими потенциалами, что также хорошо согласуется с результатами SRA (С. Исмагулова, Нур-султан, Казахстан, Asset Consulting Services (Schlumberger), 2020 г.).

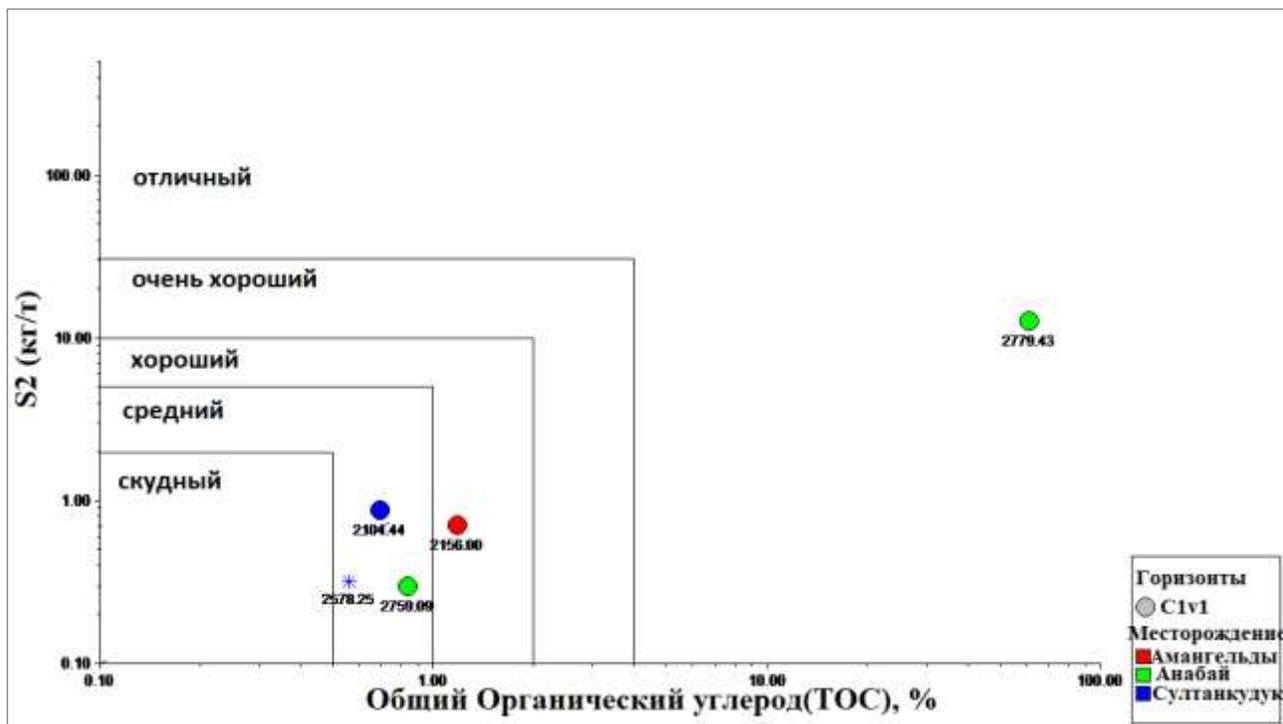


Рис. 17. График зависимости содержания общего органического углерода от углеводородного потенциала в исследуемых образцах керна

В дополнение к определению ТОС, количество генерируемых УВ, выделяемых во время термического пиролиза (параметра S2), также важно для определения нефтепродуктивного потенциала породы. В анализируемых образцах, параметр S2 варьирует от 0,30 до 12,62 мг УВ/г, что также дает довольно широкий спектр потенциала - от скудного до очень хорошего (см. рис. 17).

**Тип керогена.** Определение типа керогена важно для выявления ОБ, генерируемого УВ. Кероген типов I и II обычно имеет исходное ОБ озерного и морского происхождения и в основном производит жидкие УВ. Кероген типа III, как правило, образуется из древесного и растительного ОБ и выделяет преимущественно газ. Кероген типа IV обычно состоит из инертных материалов и не имеет нефтегенерирующего потенциала [Peters, Walters, Moldowan, 2005], соответствует поздней стадии катагенеза, что может объясняться аномальным тепловым режимом, который предопределил высокую катагенетическую преобразованность ОБ (рис. 18). Анализ палеогеографических и палеотектонических условий накопления осадков бассейна показывает, что седиментация нефтегазоматеринских толщ его литолого-стратиграфических комплексов происходила при различных скоростях. Также установлено линейное возрастание значений  $T_{max}$  по мере увеличения глубины залегания отложений, кроме проб месторождения Султанкудук.

Для нефтематеринских отложений достоверным показателем термической зрелости и совершенного процесса нефтегенерации служат сопоставление значений  $T_{max}$  и значений отражательной способности витринита, где проба Анабай 12 (инт. 2779,43 м) почти вошла в фазу газобразования высокой термической зрелости (рис. 19, 20).

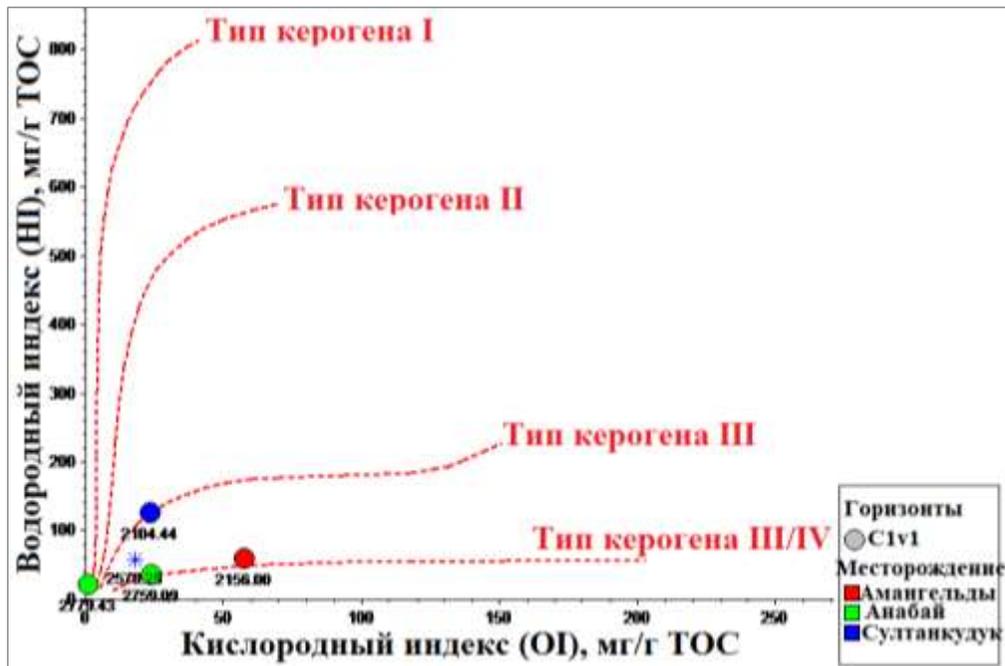


Рис. 18. Диаграмма Ван Кравлена (зависимость водородного индекса от кислородного индекса) в исследуемых образцах

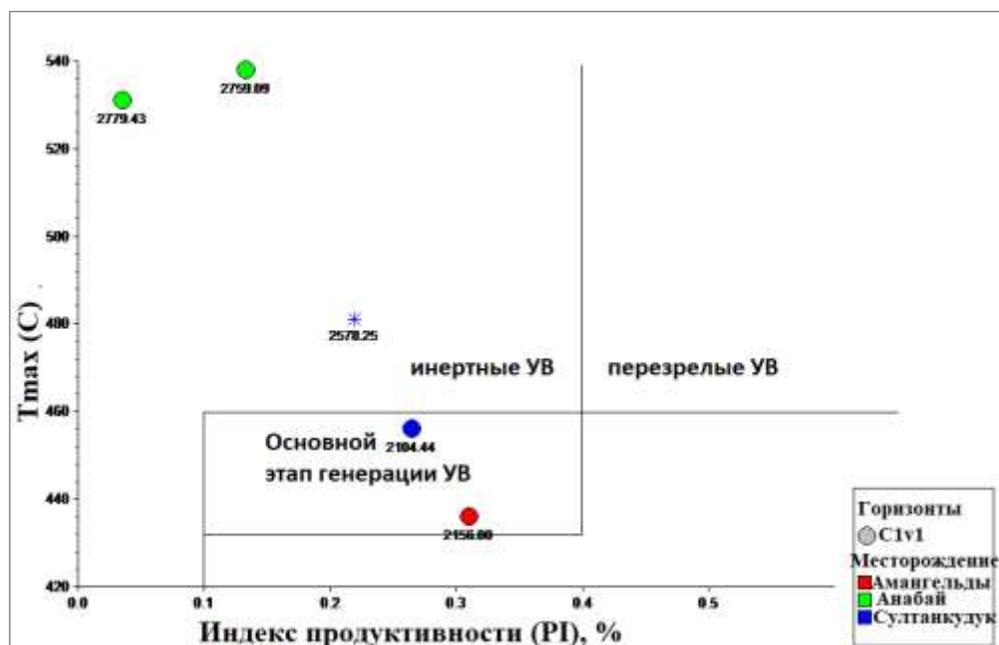


Рис. 19. График зависимости  $T_{max}$  от индекса продуктивности в исследуемых образцах

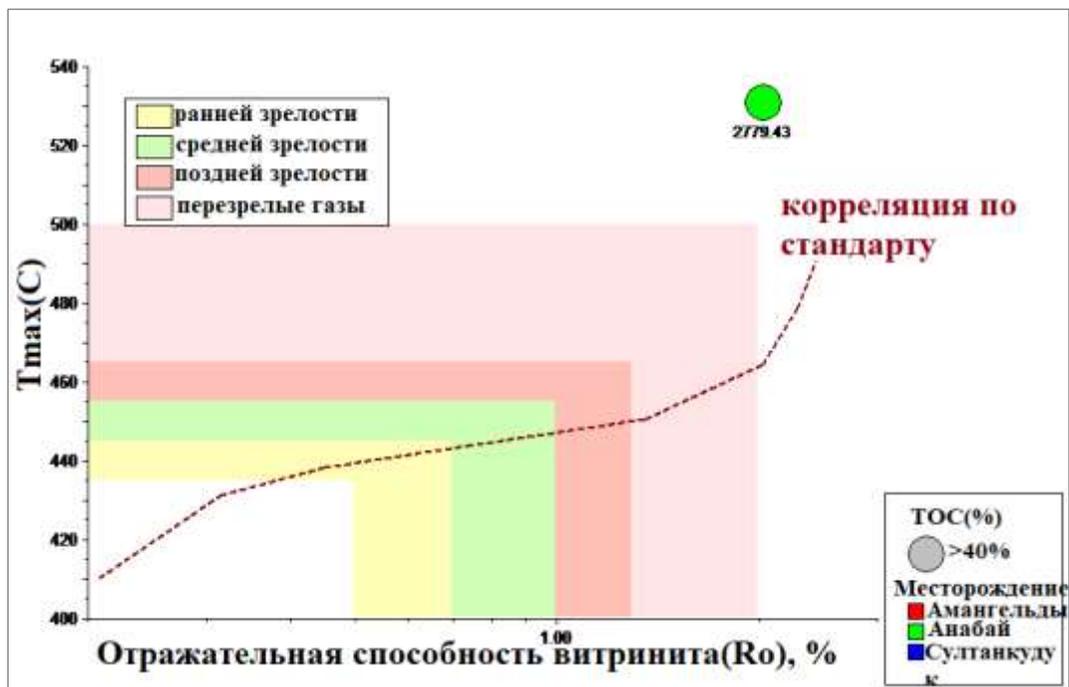


Рис. 20. График зависимости  $T_{max}$  от отражающей способности витринита в исследуемых образцах (PIGI)

### *Мацеральный анализ, отражательная способность витринита*

Среди пяти образцов керна, мацеральный состав удалось определить только для одного образца (Анабай 12), по результатам которого построена тригонограмма трех видов мацералов, где ее значения находятся в зоне газогенерирующего керогена, что также подтверждает вывод пиролиза Рок-Эвал (рис. 21). В остальных пробах органики очень мало, и она находится в рассеянном состоянии, поэтому трудно определить процентное содержание мацерала в них.

### **Корреляция «газоконденсат-порода»**

Сначала авторами сравнивались хроматограммы газохроматографического анализа и пирограммы пиролиза Рок-Эвал всех исследованных образцов керна для достоверности полученных количественных результатов. Затем проводилась корреляция «конденсат-экстракт». По пирограммам пиролиза и распределениям *n*-алканов можно предположить высокую концентрацию подвижных и свободных УВ S1 в исследованных пробах керна до экстракции (рис. 22).

Сопоставление терпанов в конденсате (на примере скв. 116) и экстракте из керна месторождения Амангельды указывало на их различие, что может быть обусловлено либо высокой термической зрелостью конденсата, либо конденсат генерирован из различных частей

материнской породы. Разница в распределении биомаркеров между конденсатом и экстрактом из керна месторождения Амангельды может свидетельствовать о высокой термической зрелости конденсата.



Рис. 21. Тригонограмма основных видов мацералов (липтинит, витринит и инертинит) (PIGI)

Высокие  $29Н/30Н(>1)$ ,  $24ТeТ/26ТТ(>1)$  и  $24ТТ/23ТТ(>0,5)$  в пробах керна месторождения Султанкудук указывают на карбонатное происхождение его ОВ, противоположные показатели в керна месторождения Анабай свидетельствуют о глинистости его материнской породы (рис. 23).

## Геохимическое исследование образцов газа

### Компонентный анализ газа

По результатам компонентного состава газов значения метана в газах месторождений Айракты, Амангельды и Жаркум варьируют от 76,37 до 87,54%, исследованные газы характеризуются как жирные, с учетом концентрации метана (метан < 95%) в них [Peters, Walters, Moldowan, 2005]. Газы  $CO_2$  и  $N_2$  также присутствуют во всех пробах. В отличие от газов месторождений Амангельды (6,34-6,50 г/моль) и Жаркум (4,59-7,92 г/моль), газы месторождения Айракты характеризуются относительно высокой долей азота (10,92-13,67 г/моль), хотя концентрация углекислого газа в исследованных пробах изменяется от 0,07 до 0,44 г/моль.

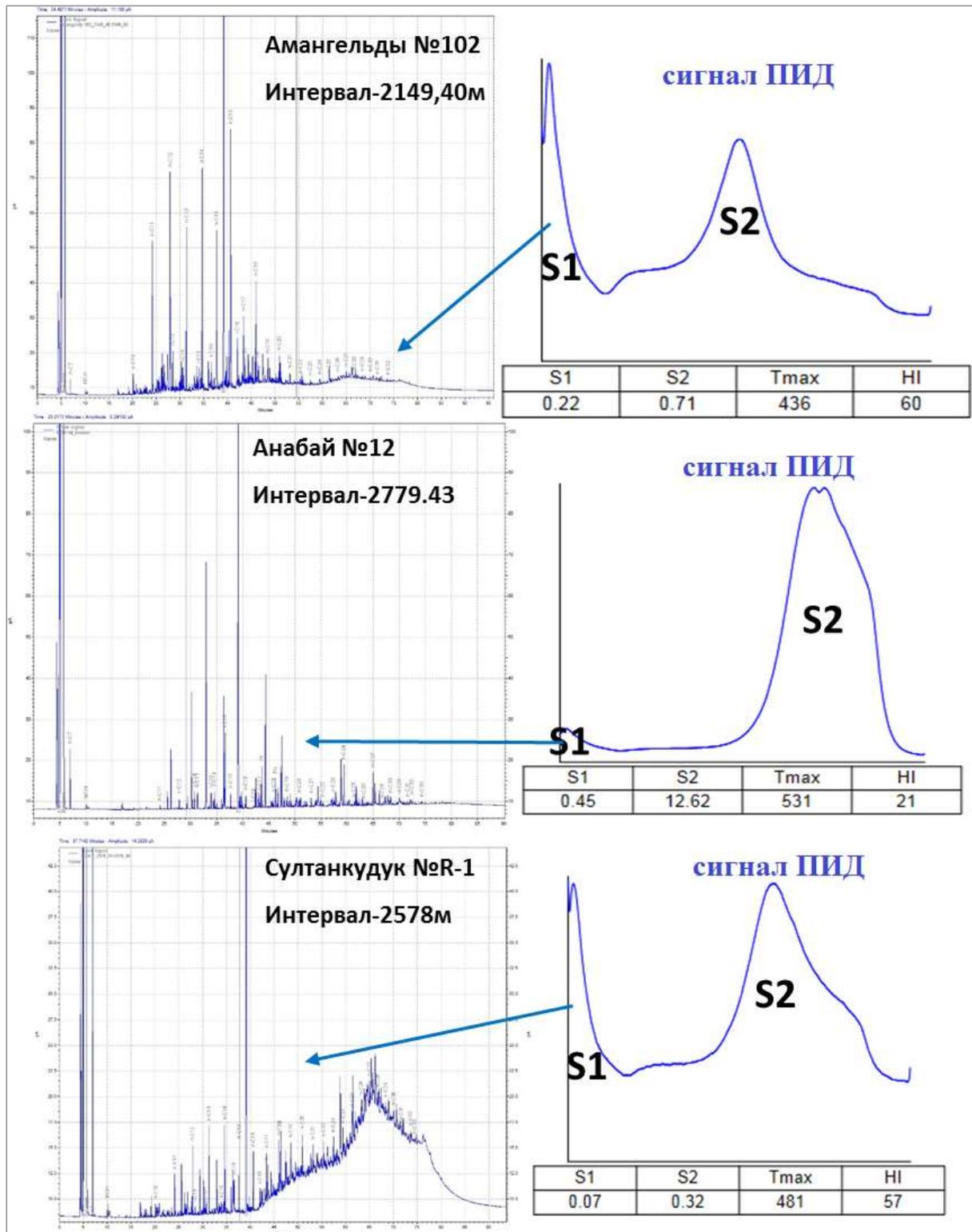


Рис. 22. Интеграция результатов пиролиза Рок-Эвал и газохроматографического анализа экстрактов, выделенных из керна

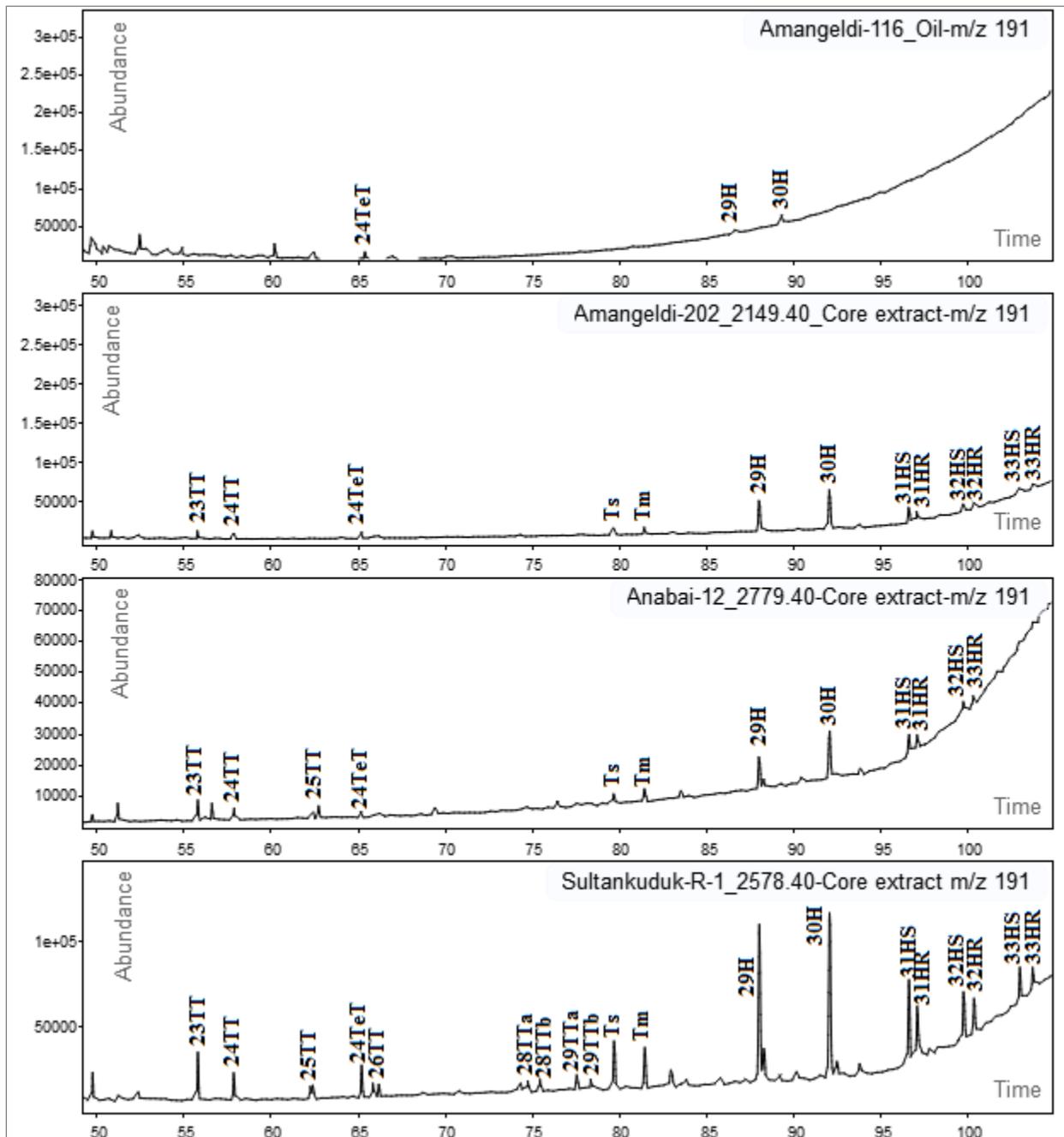


Рис. 23. Масс-фрагментограмма терпанов в конденсате, экстрактах из исследованных интервалов керна

### Изотопный анализ углерода в газах

Результаты компонентного анализа и изотопного состава углерода в газах отвечают характеристикам ОВ газов для определения условий происхождения газа, осадконакопления ОВ, термической зрелости и установления генетической связи газов, хотя иногда вторичные процессы, связанные с миграцией или смешением с газами другого источника и биодеградаци,

могут значительно изменить их исходные молекулярные и стабильные изотопные составы. По сравнению с метаном, изотопные значения углерода в газах  $C_{2-5}$  менее подвергаются химическому преобразованию и, соответственно, дают более достоверную информацию по источнику и термической зрелости газа.

**Тип газа.** Существует в основном два вида газа: *биогенный газ* и *газ термогенного происхождения*. Биогенные газы образуются анаэробными бактериями при низких температурах и слабо обогащены  $\delta^{13}C$  (до  $-60\text{‰}$ ). Соотношения  $C_1H_4/C_2H_6+C_3H_8+C_4H_{10}$  в таких газах обычно очень высоки, из-за образования бактериальной деятельностью очень высокой концентрации метана с мизерной концентрацией микробного этана, пропана и бутана. Термогенные газы непосредственно связаны с крекингом УВ в керогене. На основе этого построен график Бернарда по зависимости соотношения  $C_1/C_2-C_4$  от значения  $\delta^{13}C$  метана (рис. 24), где все исследованные газы месторождений имеют термогенное происхождение, и все исследованные пробы находятся в зоне терригенного происхождения ОВ.

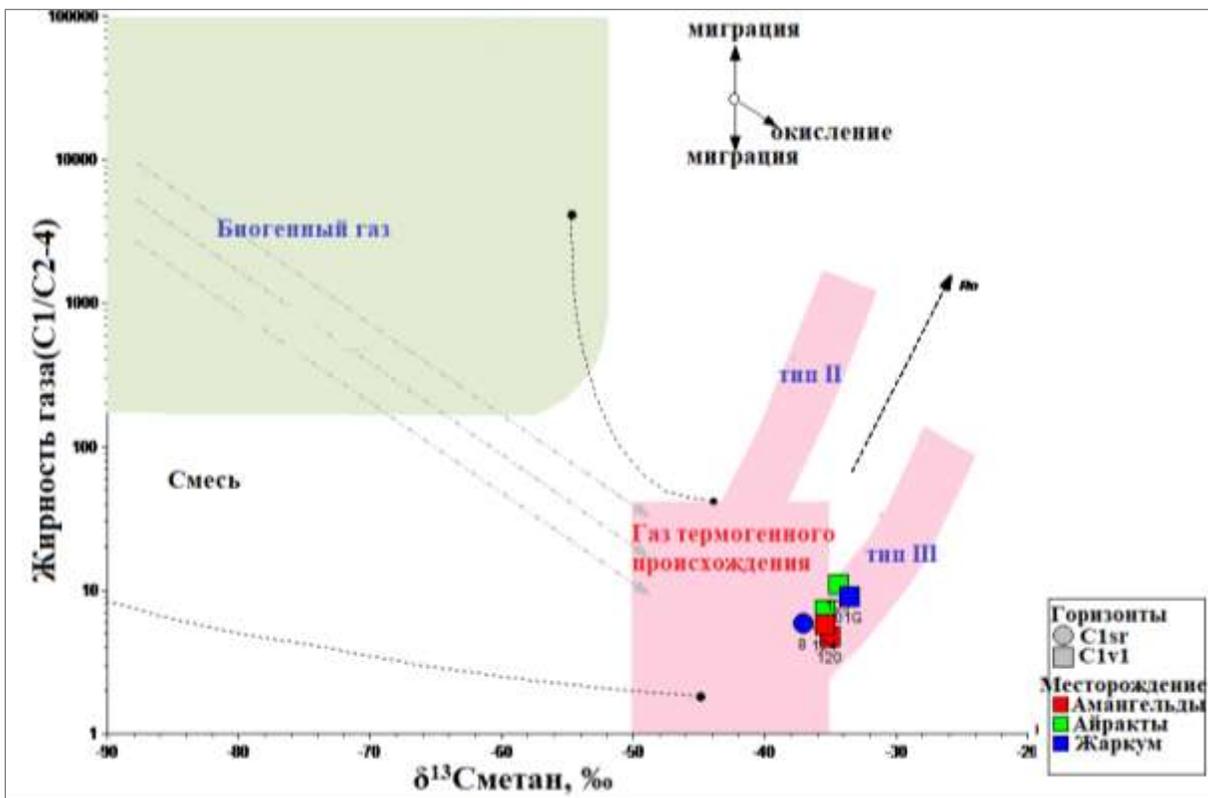


Рис. 24. Типизация газа по диаграмме Бернарда

**Среда осадконакопления.** Изотопный состав углерода газа отражает среду, где происходило накопление ОВ. Термогенные газы можно разделить на две группы: к первой группе



рассматриваемые зоны аккумуляции позже жидких.

**Биодеградация.** Газы также подвергаются биодеградации, особенно в зоне водогазового контакта или в мелких резервуарах. Бактерии съедают легкие изотопы пропана, и остаток газа становится тяжелее (менее отрицательные значения). По значению изотопного состава углеродов исследованные газы не подверглись биодеградации (см. рис. 25), что также подтверждается по результатам газохроматографического анализа их конденсатов (см. рис. 4).

**Тип термогенных газов.** Для углубленной характеристики термогенного газа применялся график Лоранта (рис. 26), который выгоден для определения при каких стадиях крекинга образовались исследованные газы. По графику Лоранта видно, что газы месторождений Айракты, Жаркум и Амангельды выделены в результате вторичного расщепления УВ на газы. Но данную диаграмму необходимо применять с осторожностью для газов газоконденсатных месторождений, так как многими авторами она успешно использовалась лишь для характеристики газов именно нефтегазовых месторождений [Hunt, 1996; Peters, Walters, Moldowan, 2005; Tissot, Welte, 1984].

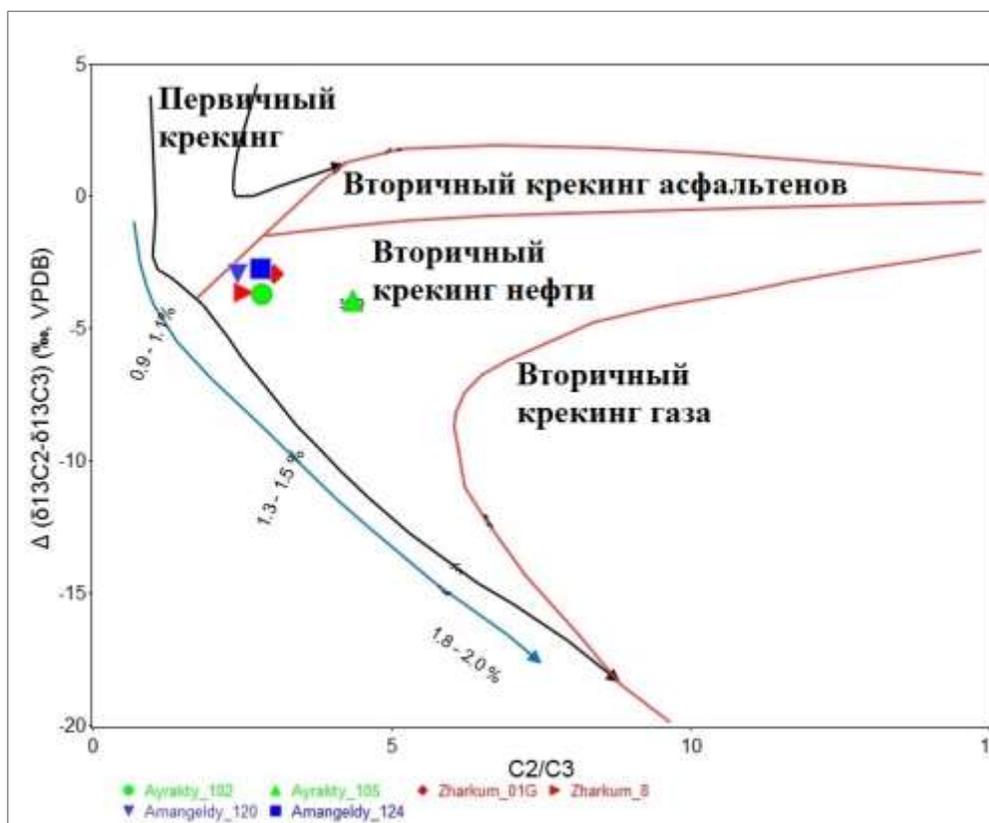


Рис. 26. График Лоранта для исследованных газов

**Корреляция «газ-газ».** Для проведения корреляции «газ-газ» построены звездные диаграммы газов по нормализации значений изотопного состава углерода C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>, по результатам

которого на карте видно, что разные «отпечатки» газов месторождений Айракты, Жаркум и Амангельды указывают на их генетическое различие (рис. 27), что также подтверждается результатами анализа фингерпринт их конденсатов (см. рис. 13).

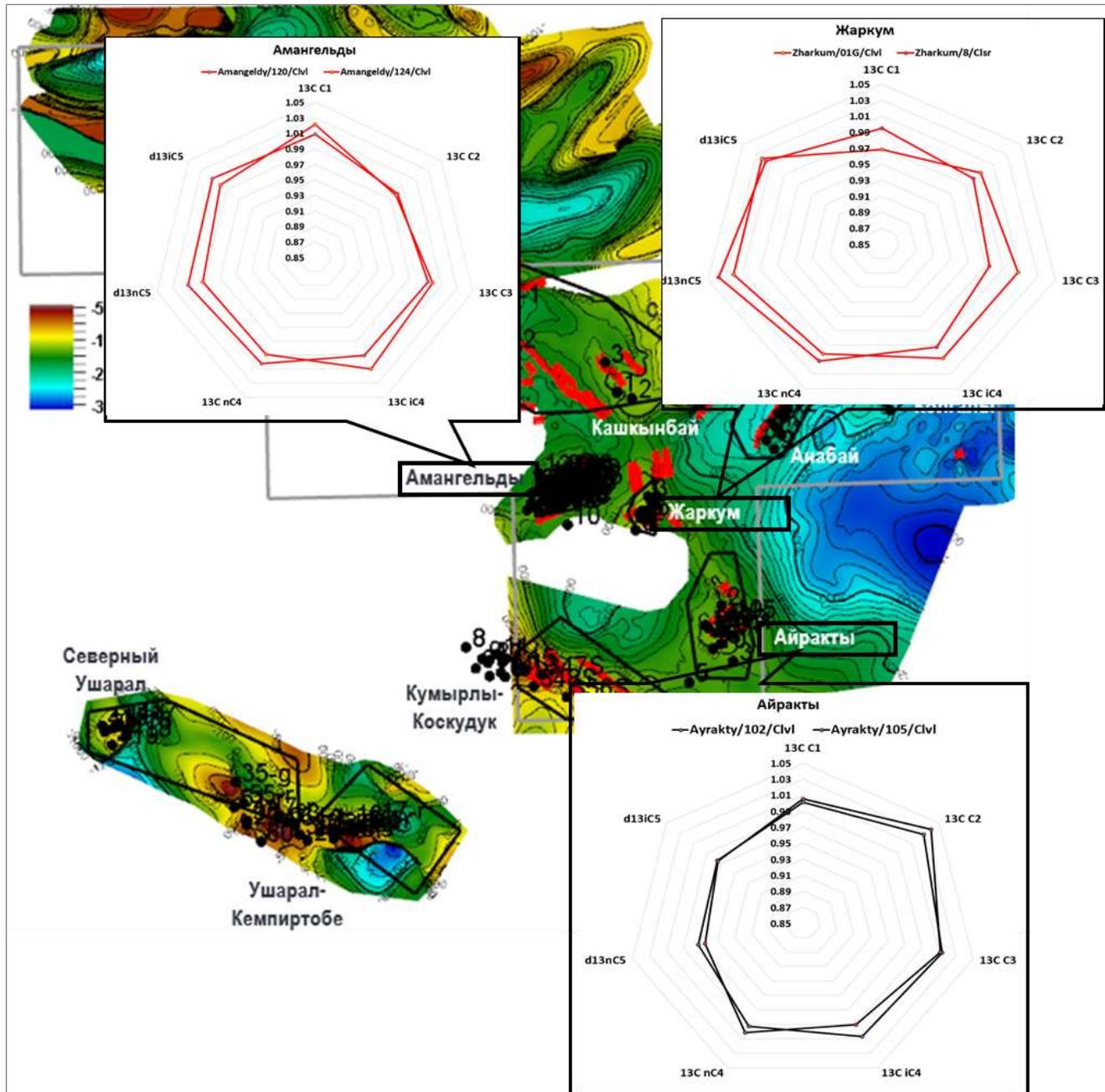


Рис. 27. Карта распространения выделенных типов газов по изотопному составу углерода

### Заключение

Полученные выводы по интерпретации результатов изучения конденсатов действующих месторождений Моинкумского прогиба хорошо увязываются с таковыми по газу и керну: по

биомаркерному составу газоконденсаты образовались из глинистых (терригенных) материнских толщ, осаждавшихся в озерной среде с вкладом терригенного ОВ, по изотопному составу углерода газы имеют термогенное происхождение и также генерировались из терригенной материнской породы (тип керогена III) с эквивалентной отражательной способностью витринита ( $R_0$ ) 1,8-2,2%. По термическим параметрам конденсаты месторождения Амангельды обладают самой высокой термической зрелостью, что также подтверждается по результатам изотопного состава углерода их газов. Таким образом, газоконденсаты и газы в нижне-визейских отложениях месторождения Амангельды находились в относительно высоких термобарических условиях, чем газоконденсаты и газы в вышележащих нижне-визейских отложениях месторождения Айрақты, и нижне-визейских, серпуховских отложениях месторождения Жаркум. По результатам компонентного анализа газы месторождения Айрақты содержат относительно высокие концентрации азота, газы месторождений Амангельды и Жаркум имеют схожие его концентрации. По результатам пиролиза исследованные пробы относятся к типу керогена III, что также согласуется с данными анализов газа и газоконденсатов.

По результатам корреляции «конденсат-кern» установлено, что газоконденсаты и газы в резервуарах месторождения Амангельды, вероятно, связаны с реализацией потенциала пород исследованных серпуховских и более погруженных отложений этого месторождения. Однако, отсутствие данных по соседним структурам, где проводятся геологоразведочные работы, не позволяет распространить отмеченные выводы о типах УВ на всю территорию Мойнкумского бассейна, и по мере накопления нового материала из соседних структур, где планируется проведение поиско-разведочных работ в 2023-2027 гг., будут внесены соответствующие корректировки и уточнения, детализирующие типы УВ и направление их миграции. В связи с этим для недропользователей, занимающихся с поиско-разведочными работами в этом регионе, рекомендуется проводить аналогичные исследования по корреляции «конденсат-кern», применяя больше проб с охватом всех возрастных категорий отложений в различных частях Мойнкумского прогиба, чтобы поставить точку в вопросе о генетической типизации и источниках УВ в его пределах.

### Литература

*Турков О.С.* Атлас нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан. - Казахстанское общество нефтяников и геологов (КОНГ), 2020. - Т. 2. - 416 с.

*Herwig G., Hempton M., Van der Veen F., Kreulen R.* Integrated Reservoir geochemistry: Finding

Oil by Reconstructing migration pathways and Paleo Oil-water condition. Society of Petroleum Engineers, SPE 56896, Aberdeen, Scotland. - 1999. - Vol. 3. - P.1-4.

*Hunt J.M.* Petroleum Geochemistry and Geology. - New-York, 1996, 2nd ed., 743 p.

*Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M.* The Biomarker Guide: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. 2nd Edition, Cambridge University Press, Cambridge. 2005, vol. 2, 1155 p.

*Tissot B.P., Welte D.H.* Petroleum Formation and Occurrence. A New Approach to Oil and Gas Exploration, Springer-Verlag, Berlin, 1984, 538 p. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>

*Zhao Zhengfu, Xiongqi Pang, Qianwen Li, Tao Hu, Ke Wang, Wei Li, Kunzhang Guo, Jianbo Li, Xinhe Shao.* Depositional environment and geochemical characteristics of the Lower Carboniferous source rocks in the Marsel area, Chu-Sarysu Basin, Southern Kazakhstan // Marine and Petroleum Geology. - 2016. - Vol. 81. - March 2017. - P. 134-148. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.12.021>

**Seytkhaziev E.Sh.**

Laboratory of geochemical studies of oil, water and rock, Atyrau branch of KMG Engineering LLP, Atyrau, Republic of Kazakhstan, seitkhaziyev.Y@llpcmg.kz

**Ibagarov M.K.**

JSC NC "QazaqGaz", Taraz, Republic of Kazakhstan, m.ibagarov@qazaqgaz.kz

**INTEGRATED GEOCHEMICAL INVESTIGATIONS OF GAS CONDENSATE,  
GAS AND CORE OF GAS CONDENSATE FIELDS OF THE MOYINKUM TROUGH  
(REPUBLIC OF KAZAKHSTAN)**

*The paper presents the results of geochemical studies of gas condensate, gas and core samples from several fields of the Moyinkum trough (Amangeldi, Zharkum, Anabay, Sultankuduk and Airakty) in order to characterize their parent strata and determine the genetic origin of gas condensates and gas. The obtained results of studies of gas condensates are well correlated with the results of gas analyzes: according to the biomarker composition, all the studied gas condensates were formed in clayey (terrigenous) parent strata deposited in the lake environment with the contribution of terrigenous organic matter, while according to the isotopic composition of carbon, all studied gases were also generated from terrigenous parent rock (kerogen type III) with an equivalent vitrinite reflectance of 1.8-2.2%. The thermal parameters of biomarkers showed that among the studied samples of the fields of the Moyinkum trough, the gas condensates of the Amangeldy field have the highest thermal maturity, which is also confirmed by the isotopic composition of carbon. Based on the results of Rock-Eval pyrolysis and the reflectivity of vitrinite, intervals of active parent strata were identified.*

**Keywords:** source rock, organic matter, gas condensate field, biomarker, carbon isotopic composition, Rock-Eval pyrolysis, vitrinite reflectivity, Moyinkum trough, Republic of Kazakhstan.

### References

Herwig G., Hempton M., Van der Veen F., Kreulen R. Integrated Reservoir geochemistry: Finding Oil by Reconstructing migration pathways and Paleo Oil-water condition. Society of Petroleum Engineers, SPE 56896, Aberdeen, Scotland, 1999, vol. 3, pp. 1-4.

Hunt J.M. Petroleum Geochemistry and Geology. New-York, 1996, 2nd ed., 743 p.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. 2nd Edition, Cambridge University Press, Cambridge, 2005, vol. 2, 1155 p.

Tissot B.P. and Welte D.H. Petroleum Formation and Occurrence. A New Approach to Oil and Gas Exploration, Springer-Verlag, Berlin, 1984, 538 p. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>

Turkov O.S. *Atlas neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Respubliki Kazakhstan* [Atlas of oil and gas fields of the Republic of Kazakhstan]. Kazakhstanskoe obshchestvo neftyanikov i geologov (KONG), 2020, vol. 2, 416 p.

Zhao Zhengfu, Xiongqi Pang, Qianwen Li, Tao Hu, Ke Wang, Wei Li, Kunzhang Guo, Jianbo Li, Xinhe Shao. Depositional environment and geochemical characteristics of the Lower Carboniferous source rocks in the Marsel area, Chu-Sarysu Basin, Southern Kazakhstan. Marine and Petroleum Geology, 2016, vol. 81, March 2017, p. 134-148. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.12.021>

