

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ – ПУТЬ К ПОНИМАНИЮ ОСОБЕННОСТЕЙ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



Е.Ш. СЕЙТХАЗИЕВ^{1*},
зав. лабораторией геохимических
исследований нефти, воды и породы
Атырауского филиала
ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз»



Н.Д. САРСЕНБЕКОВ¹,
управляющий директор по
лабораторным исследованиям
Атырауского филиала
ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз»



Р. РАХЫМБЕРДИ²,
заместитель генерального директора
по геологии ТОО «Казхтуркмунай»



С.Б. КАИРБЕКОВ¹,
руководитель экспертной группы
Атырауского филиала
ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз»

*Автор для переписки. E-mail: Seitkhaziyev.Y@llpcmg.kz

¹ТОО НИИ «Каспиймунайгаз»,
Республика Казахстан, 060011, г. Атырау, ул. Жарбосынова, 89 А

²ТОО «Казактуркмұнай»,
Республика Казахстан, 030012, г. Актобе, проспект Санкибай батыра, 173/1.

Генетическая типизация исследованных образцов нефти по биомаркерным параметрам свидетельствует о наличии на месторождении Лактыбай двух генетических разновидностей нефти, связанных с разными генерационными источниками – материнскими породами карбонатных и глинистых формаций.

В результате исследований фингерпринтинга нефтей из скважин 41 и 43 месторождения Лактыбай, которые по биомаркерному составу были генерированы из палеозойской морской глинистой нефтематеринской породы (далее НМП) с небольшой карбонатностью, установлено, что данные скважины эксплуатируются на одну и ту же залежь, в то время как такие же сценарии характерны для нефтей из скважин 40, 32 месторождения Лактыбай, которые судя по биомаркерным распределениям образовались из палеозойской карбонатной НМП и мигрировали вероятно с северо-востока.

По результатам анализа «звездной» диаграммы нефти месторождения Каратобе Южное, для данного месторождения характерна очень хорошая гидродинамическая связь между изучаемыми верхнепермскими пластами.

Все нефти месторождения Елемес Западный имеют общий тренд отпечатков по составу ароматических углеводородов и, соответственно, имеют идентичные свойства, с небольшими различиями. Исключение составляет нефть из скважины 83, проба которой отобрана из блока III Ю-III горизонта, имеющая другой отпечаток.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: масс-фрагментограмма, газохроматография, фингерпринтинг, корреляция «нефть-нефть», биомаркерный анализ, гопан, карбонатная/глинистая НМП, дибензотиофен, фенантрен.

ГЕОХИМИЯЛЫҚ ЗЕРТТЕУЛЕР – МҰНАЙ КЕН ОРНЫНЫҢ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІН ТҮСІНУГЕ АПАРАР ЖОЛ

Е.Ш. СЕЙТХАЗИЕВ^{1*}, «Каспиймунайгаз» тау-жынысы, су және мұнайды геохимиялық зерттеу зертханасының меңгерушісі – «ҚазМунайГаз» бұрғылау және өндіру технологиясы ғылыми-зерттеу институтының Атыраудағы филиалы

Н.Д. САРСЕНБЕКОВ¹, «Каспиймунайгаз» зертханалық зерттеулер бойынша басқарушы директоры – «ҚазМунайГаз» бұрғылау және өндіру технологиясы ғылыми-зерттеу институтының Атыраудағы филиалы

Р. РАХЫМБЕРДІ², ЖШС «Қазақтүрікмұнай» бас директордың геология бойынша орынбасары

С.Б. КАИРБЕКОВ¹, «Каспиймунайгаз» эксперттер тобының басшысы – «ҚазМунайГаз» бұрғылау және өндіру технологиясы ғылыми-зерттеу институтының Атыраудағы филиалы

¹«Каспиймунайгаз»

Қазақстан Республикасы, 060011, Атырау қаласы, Жарбосынов көшесі, 89 А;

²ЖШС «Қазақтүрікмұнай»

Қазақстан Республикасы, 030012, Ақтөбе қаласы, Сәнкібай батыр даңғылы, 173/1

Биомаркерлік параметрлер бойынша зерттелген мұнай үлгілерінің генетикалық жіктелуі Лактыбай кен орнында екі түрлі карбонат және глиналық жыныстарынан тұратын т.рлі генерациялаушы көздердің, яғни генетикасы бөлек екі түрлі мұнайдың бар екендігін көрсетті.

Биомаркерлік құрамы бойынша палеозой кезеңінде теңіздік ортада тұнған саз балшықты мұнай шығарушы жынысында пайда болған Лақтыбай кен орнының 41 және 43 ұңғымаларындағы мұнайлары фингерпринтингтік зерттеу нәтижелері бойынша осы ұңғымалардың ортақ бір қабатта жұмыс жасайтындығы анықталды, аталмыш сценарий биомаркерлік таралымы бойынша палеозой кезеңінде теңіздік ортада тұнған карбонатты тау жынысында пайда болған және солтүстік-шығыстан миграциялануы мүмкін Лақтыбай кен орнының № 40, 32 ұңғымаларына да тән.

Оңтүстік Қаратөбедегі кен орнындағы мұнайдың «жұлдыз диаграммасын» талдау нәтижелері бойынша, жоғарғы Пермь қабаттарының арасында өте жақсы гидродинамикалық байланыс бар екендігі анықталды.

«Батыс Елемес» кен орнынан алынған барлық мұнай ароматикалық көмірсутектер құрамы бойынша ұқсас ие және тиісінше азғантай айырмашылықтарына қарамастан бірдей қасиеттерге ие. Ю-III горизонының III блогынан алынған № 83 ұңғыманың мұнайы үлгісінің ерекшелігі басқаша фингерпринтингке ие болуында.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: массалық фрагментограмма, газ хроматографиясы, фингерпринтинг, «мұнай-мұнай» корреляция, биомаркерлік талдау, гопан, карбонат / сазбалшықты мұнай шығарушы жыныс, дибензотиофен, фенантрен.

GEOCHEMICAL SURVEYS – THE PATH TO UNDERSTANDING THE FEATURES OF AN OIL FIELD

Y.SH. SEITKHAZIEV^{1*}, Head of the laboratory of geochemical analysis of oil, water and rock samples «Caspimunaigas» – Atyrau Branch of LLP Scientific Research Institute of production and drilling technology «KazMunayGas»

N.D. SARSENBEKOV¹, Managing Director for Laboratory Research «Caspimunaigas» – Atyrau Branch of LLP Scientific Research Institute of production and drilling technology «KazMunayGas»

R. RAKHYMBERDI², Deputy General Director of LLP «Kazakhturkmunai» for Geology

S.B. KAIRBEKOV¹, Head of the Expert Group «Caspimunaigas» – Atyrau Branch of LLP Scientific Research Institute of production and drilling technology «KazMunayGas»

¹ LLP «Caspimunaigas»

Republic of Kazakhstan, 060011, Atyrau city, Zharbosynov street 89 A

²LLP «Kazakhturkmunai»

Republic of Kazakhstan, 030012, Aktobe city, 173/1 Sankibay Batyr Avenue

Genetic typing of the studied oil samples by biomarker parameters indicates the presence of two genetic oil groups in Laktybai field associated with different generation sources – source rocks with carbonate and clay formations.

As a result of the fingerprinting studies of oil samples from No 41 and 43 wells of Laktybai field, which were generated by Paleozoic marine shaly source rock (hereafter SR) with a low carbonate content based on biomarker distributions, it was found that these wells are operated on the same reservoir, while the same scenarios are typical for oil samples from wells Nos. 40, 32 of the Laktybai field, which, judging by biomarker distributions, were formed from the Paleozoic carbonate source rock and probably migrated from the north-east.

According to the results of the analysis of the «star diagram» of oil from the Sothern Karatobe field, this field is characterized by a very good hydrodynamic connection between the Upper Permian layers.

All oil samples from Western Elememes field have similar trend based on the aromatic hydrocarbons compositions, accordingly, have identical properties, with slight differences. The exception is oil from well No. 83, a sample of which was derived from block III of the Yu-III horizon, and has a different fingerprinting.

KEY WORDS: mass fragmentogram, gas chromatography, fingerprinting, «oil-oil» correlation, biomarker analysis, hopane, carbonate / shaly source rock, dibenzothiophene, phenanthrene.

В данной статье рассматривается новый метод изучения образцов нефти не только с целью определения ее углеводородного состава, но и более детального изучения ее компонентов для получения набора данных, которые могут быть распознаны и идентифицированы для каждого типа нефти в разрезе продуктивного резервуара. Данный вид исследования известен в области резервуарной геохимии и геохимии нефтематеринских пород как «фингерпринтинг нефти» и биомаркерный анализ нефти, которые широко применяются западными нефтяными компаниями при решении задач, связанных с разведкой и разработкой залежей, в частности, для определения прерывистости/связанности коллектора резервуаров, оценки их вертикальной и горизонтальной флюидосообщаемости и др.

Перспективность геохимических исследований нефти трудно переоценить. Сравнительно низкая затратность при высокой окупаемости делает данный метод высокоэффективной технологией для применения при построении качественной геологической и гидродинамической модели с использованием ее результатов для обоснованного анализа и повышения эффективности разработки месторождений углеводородов.

Данный метод только начинает применяться на территории Казахстана и является инновационным для нашего региона. Важная роль, выполняемая резервуарной геохимией нефти внесет свой весомый вклад в повышение рациональности систем разработки месторождений Казахстана.

Фингерпринтинг нефти. Многомерная газовая хроматография компонентов с низкой термальной массой (Low Thermal Mass Gas Chromatography, далее LTM) позволяет произвести качественную и количественную оценку «отпечатков» каждого индивидуального пласта, горизонта или объекта разработки. В данной работе, по результатам LTM, все пробы нефти признаны представительными для фингерпринтинга. Метод фингерпринтинга на установке LTM заключается в том, что различия флюидов по ароматическим пикам в пределах месторождения вызваны разобщенностью резервуаров, что препятствует перемешиванию флюидов. Для корреляции нефтей продуктивных пластов использовались соотношения 12 ароматических пиков на хроматограммах LTM (рисунок 1), по которым строились так называемые «звездные» диаграммы, наглядно иллюстрирующие сходство и различия флюидов. Эмпирически установлено, что в едином хорошо сообщающемся резервуаре «звездные» диаграммы нефтей идентичны, в то время как для нефтей из разобщенных резервуаров они существенно различаются. Анализ дубликатов позволил получить воспроизводимые результаты для одной пробы дважды [17].

Биомаркерный анализ нефти. Генетическая типизация нефти основывается на изучении закономерности качественного и количественного распределения важнейших биомаркеров, использование которых на сегодняшний день нашло широкое применение. В данной работе приведены результаты биомаркерного

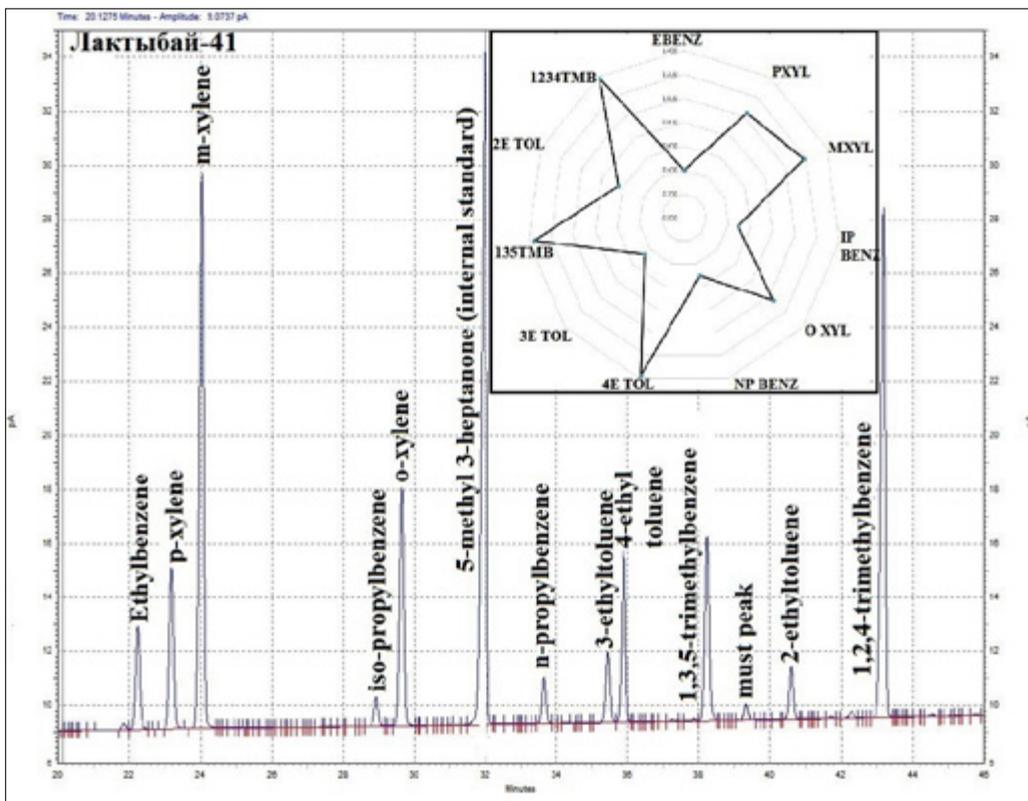


Рисунок 1 – Хроматограмма представительной нефти (Лактыбай-41) на LTM-GC и результаты фингерпринтинга в виде «звездной» диаграммы

анализа, проведенного для одних и тех же образцов по данным хромато-масс-спектрометрического анализа насыщенных и ароматических фракций нефти. Данный анализ ставит своей задачей выявление характеристик НМП, а именно, условий осадконакопления, литологии НМП, а также термической зрелости породы и ее относительного возраста. Литология НМП также влияет на состав биомаркеров в нефти во время ее образования [2, 12, 13, 18].

Командой в составе специалистов ТОО «Каспиймунайгаз» (Атырауского Филиала ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз»), совместно со специалистами ТОО «Казахтуркмунай», было принято решение провести опытные исследования, результатом которых должно было стать уточнение геологического строения месторождений ТОО «Казахтуркмунай» путем проведения фингерпринтинга и биомаркерного анализа.

С трех наиболее сложных и интересных месторождения недропользователя были отобраны образцы нефти, которые были получены из различных зон накопления нефти и газа и различных стратиграфических горизонтов. Данные образцы были направлены на проведение фингерпринтинга для выявления вертикальной и лате-

ральной флюидопроницаемости коллекторов и биомаркерного анализа с использованием методов газовой хроматографии и масс-спектрометрии для генетической типизации по характеристике нефтематеринской породы исследуемых нефтей.

В работе использованы всего два показателя для определения литологии НМП исследуемых нефтей:

- более высокая концентрация C_{29} гопана по сравнению C_{30} , указывающая на карбонатную НМП и низкие значения концентрации, свидетельствующие о глинистой породе [6, 11, 16];
- в карбонатных породах обычно встречается больше сернистых соединений УВ, так как сера взаимодействует с карбонатами, выделяя сероводород и его производные соединения (в эксперименте анализировался дибензолтиофен – DBT). Терригенные, а чаще глинистые породы, выделяют меньше сероводорода и его производных, чем карбонаты, в связи с тем, что сера в глинах взаимодействует с металлами (чаще всего железо, цинк, свинец), образуя сульфиды (минералы пирит, сфалерит, галенит и др.). Поэтому, высокие соотношения дибензотиофен/фенантрен (DBT/Ph>1) в нефтях свидетельствуют о преобладании карбонатной породы, низкие значения (DBT/Ph<1) указывают на глинистые породы [12, 18].

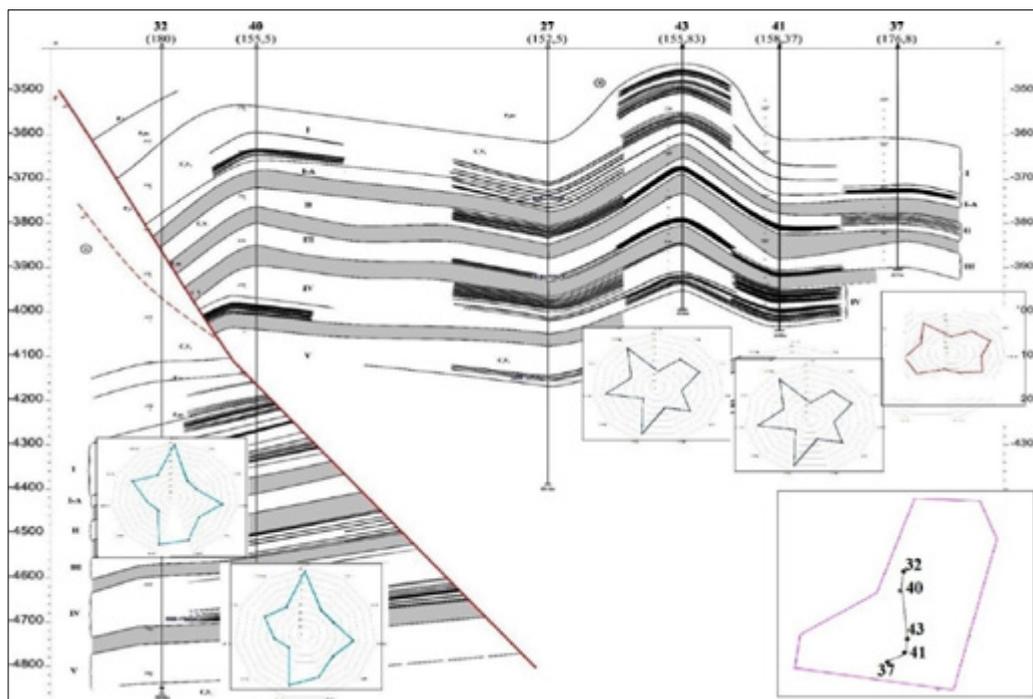


Рисунок 2 – Профильный разрез и сравнительные диаграммы соотношения ароматических компонентов нефти месторождения Лактыбай для визуального сравнения

Месторождение Лактыбай

Месторождение расположено в пределах восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины. Для дальнейшего освоения месторождений важно иметь представление о флюидодинамической сообщаемости полей нефтеносности. На «звездной» диаграмме фингерпринтинга нефти месторождения Лактыбай (см. рисунок 2) можно заметить три разные группы, отмеченные разными цветами: нефти из скважин 43 и 41 имеют очень большое сходство между собой, в то время как нефти из скважин 32 и 40 имеют идентичные распределения ароматических компонентов и отличаются от остальных нефтей месторождения Лактыбай. Такие различия могут быть вызваны резервуарными условиями, предположительно, из-за барьера, что не позволяет пластам находиться в гидродинамической связи.

Как видно на масс-фрагментограммах представительных нефтей месторождения Лактыбай (рисунок 3), высокие значения соотношений C_{29} гопан / C_{30} гопан и

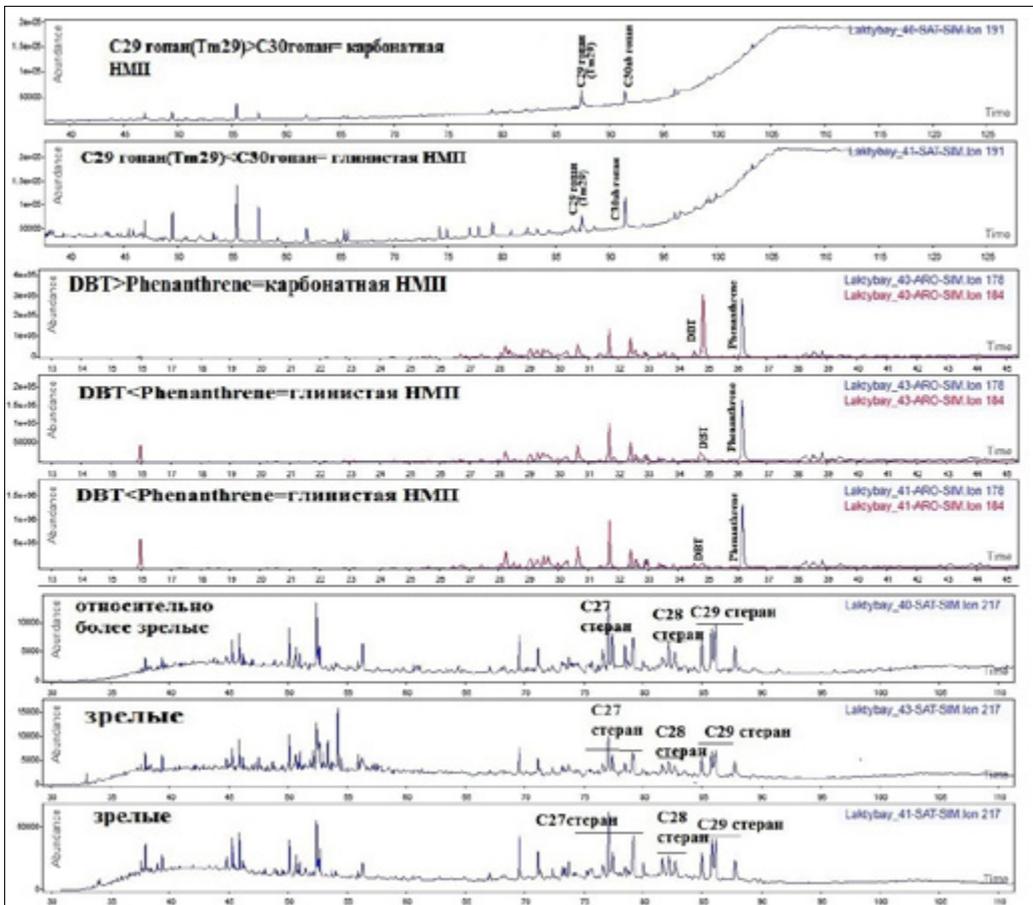


Рисунок 3 – Масс-фрагментограмма гопана (m/z 191), фенантрена (m/z 178), дибензотиофена (m/z 184) и стерана (m/z 217) в нефти месторождения Лактыбай в режиме SIM

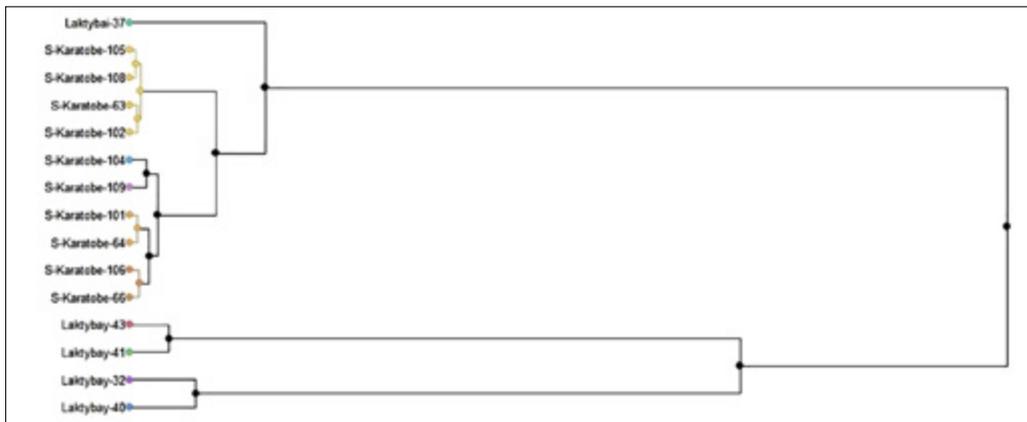


Рисунок 4 – Дендрограмма семейств нефти месторождений Лактыбай и Каратобе Южное по ароматическим компонентам

дибензотиофен/фенантрен в нефтях из скважин Лактыбай 40 и 32 указывают на карбонатную НМП, в то время как низкие значения данных соотношений в нефтях из скважин Лактыбай 41, 43 и 37 свидетельствуют о глинистости нефтегенерирующих пород.

Месторождение Каратобе Южное

Месторождение расположено в восточной прибортовой части Прикаспийской впадины [17]. Нефть месторождения Каратобе Южное хорошего качества, что соответствует критериям, необходимым для фидерпринтинга, и в ней присутствуют практически все компоненты, включая легкие УВ. Молекулярное изучение «отпечатков» этих образцов нефти не выявило различий между собой, и нефть всех пластов практически идентична (рисунок 5). Судя по всему, для данного месторождения характерна хорошая гидродинамическая связь между изучаемыми пластами. Также, по соотношениям ароматических пиков был выполнен анализ дендрограммы для выявления схожести и различий нефти, выявление которых осуществляется на молекулярном уровне. Как видно из рисунка 4 (см. выше), нефти всех месторождений в пределах каждой стратиграфической единицы коррелируются между собой. В целом, для месторождений Лактыбай и Каратобе Южное выделяется два абсолютно разных нефтяных семейства, различающихся в основном глубинными интервалами.

Интересным феноменом явилось то, что по данной дендрограмме состав нефти Лактыбай–37 более близок к составам нефти месторождения Каратобе Южное, что также подтверждается биомаркерным распределением данных нефтей.

Низкие значения соотношений С29 гопан / С30 гопан и дибензотиофен/фенантрен (рисунок 6) по всем нефтям месторождения Каратобе Южное указывают на глинистость НМП [4, 9, 10].

По термическим параметрам (рисунок 6) можно заметить, что нефти месторождения Лактыбай более зрелые, чем нефти Каратобе Южное и испытали более высокие температурные условия. Это очевидно, так как глубина залегания про-

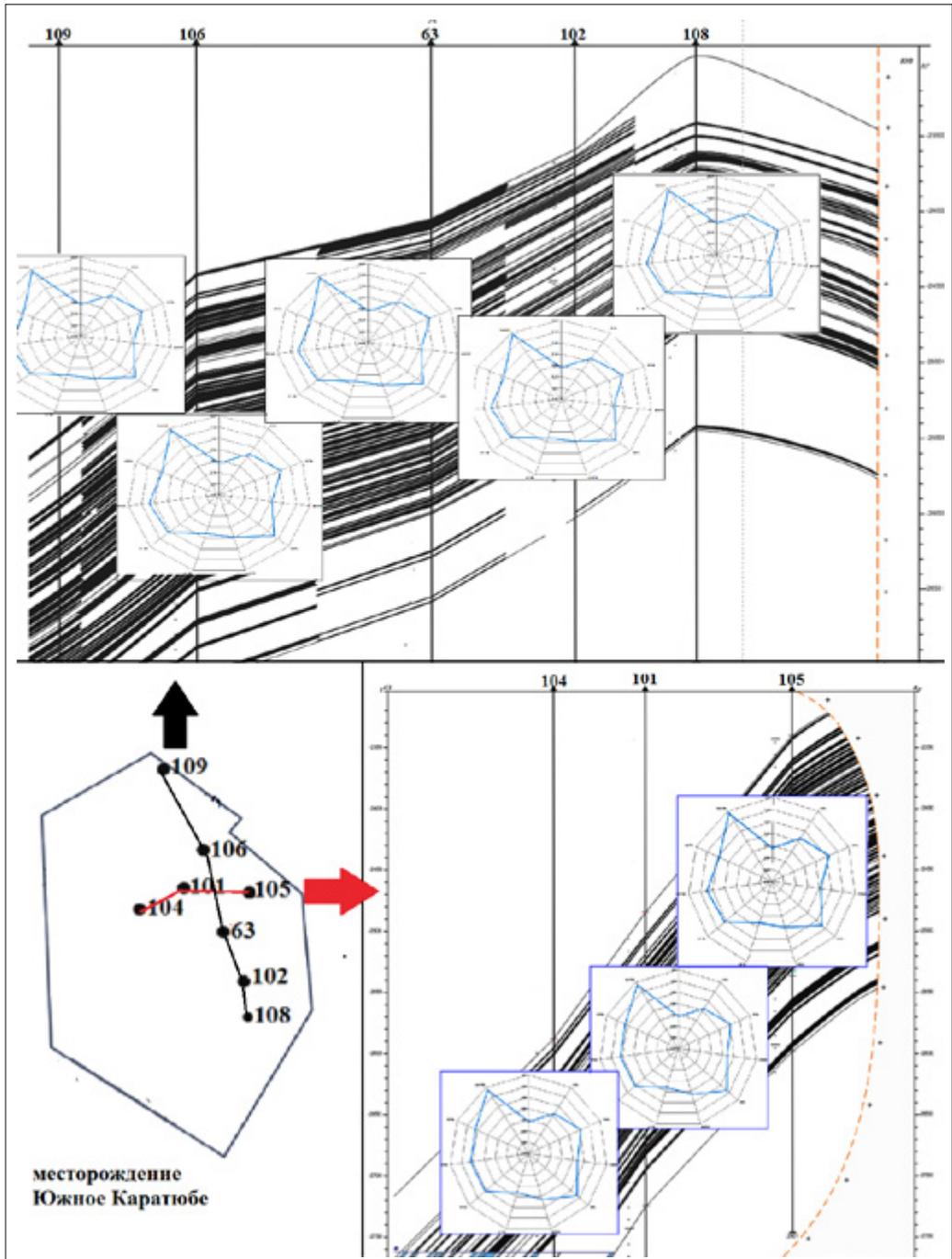


Рисунок 5 – Профильный разрез и сравнительная диаграмма соотношений ароматических компонентов в нефти месторождения Каратобе Южное

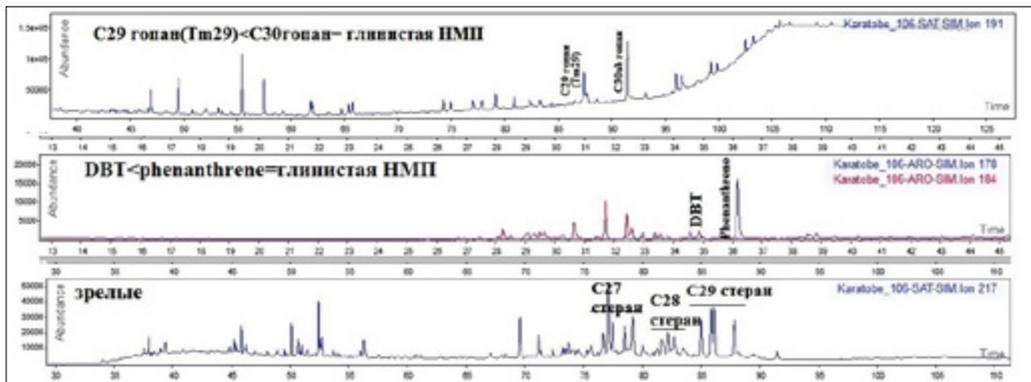


Рисунок 6 – Масс-фрагментограмма гопана (m/z 191), фенантрена (m/z 178), дибензотиофена (m/z184) и стерана (m/z 217) в нефти месторождения Каратобе Южное-106 в режиме SIM

дуктивных пластов месторождения Лактыбай составляет 3200–4100 м, в то время как на Каратобе Южное всего 2400–2800м. Термически более зрелые нефти их глинистых НМП имеют относительно высокие значения давления насыщения и газового фактора по сравнению с менее зрелыми образцами [5, 14, 20]. Данное наблюдение также подтверждается результатами анализов глубинных проб нефти этих месторождений.

Месторождение Елемес Западный

Месторождение расположено в юго-восточной бортовой зоне Прикаспийской впадины.

Все нефти месторождения Елемес Западный имеют общий тренд отпечатков по составу ароматических углеводородов и, соответственно, имеют идентичную нефть с небольшими различиями. Исключение составляет нефть из скважины 83, проба которой отобрана из блока III горизонта Ю-III имеет другой отпечаток. Нефти из скважин 98 и 83 блока II горизонта Ю-VIII характеризуются отличными друг от друга «звездными» диаграммами (рисунок 7), что указывает на разобщенность вмещающих их резервуаров, препятствующую перемешиванию флюидов. С начала 2007 г. III юрский горизонт как возвратный начал разрабатываться скважиной 83, которая была переведена с VIII юрского горизонта.

Как видно из масс-фрагментограмм представительных нефтей месторождения Елемес Западный (рисунок 8), высокие значения соотношений C₂₉ гопан / C₃₀ гопан и дибензотиофен/фенантрэн по всем нефтям месторождения Елемес Западный указывают на карбонатную НМП. В данной работе низкие значения соотношения C₂₈/C₂₉ (менее 0,5) по всем образцам указывают на палеозойскую НМП [3, 10, 13, 19]. По значениям термических параметров (стераны и гопаны), нефть из скважины Западный Елемес-83 менее зрелая из всех исследованных образцов и, соответственно, является самой молодой, генерировавшейся последней из своей НМП [7, 8].

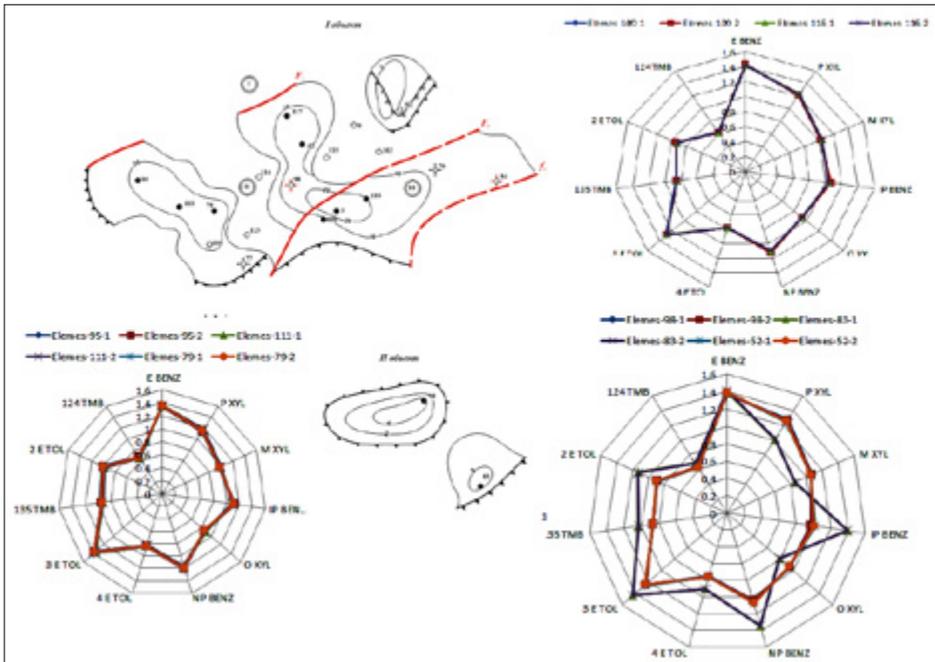


Рисунок 7 – Структурная карта и фингерпринтинг нефти месторождения Елемес Западный

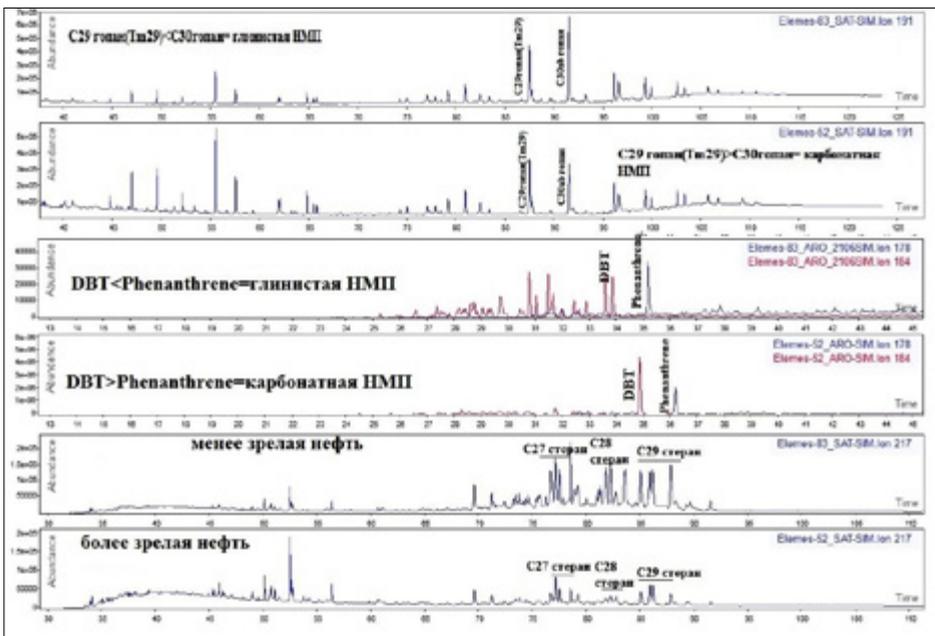


Рисунок 8 – Масс-фрагментограмма гопана (m/z 191), фенантрена (m/z 178), дибензотиофена (m/z 184) и стерана (m/z 217) в нефти месторождения Елемес Западный в режиме SIM

ВЫВОДЫ

Большинство нефтей месторождений Лактыбай и Каратобе Южное по соотношению гопанов образовались из морских глинистых сланцев, богатых органикой, за исключениями нефти из скважин 40 и 32 месторождения Лактыбай, которые по значениям гопана генерированы карбонатной нефтематеринской породой.

Любопытно, что для нефтей месторождений Елемес Западный, характерно преобладание C_{29} гопана над гопанами C_{30} и C_{31} , что указывает на карбонатную нефтематеринскую породу.

Учитывая тот факт, что недропользователь планирует организацию системы поддержания пластового давления на месторождении Лактыбай и на одном из объектов месторождения Елемес Западный, проведенные исследования являются своевременными и важными. По результатам работ была также подтверждена корректность разделения месторождений на блоки, выявлено наличие гидродинамической связи, что позволит увереннее распределять соотношение добывающих и нагнетательных скважин в будущем.

К слову, в мировой практике нет аналогов технологии фингерпринтинга, как инструмента для выявления характеристики нефтематеринской породы, а на территории стран СНГ подобные исследования проводятся только в Казахстане. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Бакиров Э.А. Геология нефти и газа. – М.: «Недра». – 1990, 254 с.
- 2 Bordenave M.L. Applied Petroleum Geochemistry, Technip. – Paris, 1993. 524 p.
- 3 Grantham A., Wakefield. Variations in the steranes carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time // Organic Geochemistry. – 1988. – № 12. – P. 61–73.
- 4 Hauser A., Dashti H., Khan Z.H. Identification of biomarker compounds in selected Kuwait crude oils // Fuel, – 1999. – № 78, P. 1483–1488.
- 5 Holba, A.G., Tegelaar E.W., Huizinga B.J., Moldowan J.M., Singletary M. S., Mccaffrey M. A., Dzou, L. I. P. 24–norcholestanes as age-sensitive molecularfossils // Geology. – 1998. –№ 26. – P . 783–786.
- 6 Hunt J.M. Petroleum Geochemistry and Geology. – New York, 1996. – 743p.
- 7 Hwuang R.J. Biomarker analysis using ГХ-MCD, Chevron Oilfield Research company // Journal of Chromatographic science. – 1990. – № 28. P. 109–113.
- 8 Ingi Thor Hallgrimson Kuld. The age of the source rock and its source facies for the migrated oil in rock samples from Novaya Zemlya, University of Oslo. 2009
- 9 Ekpo B.O., Fubara E.P., Ekpa O.D., Marynowski H.L. Distribution of fossil fuel biomarkers in sediments as proxies for petroleum contamination of coastal environment of the Niger Delta, south eastern Nigeria // Journal of applied sciences in Environmental Sanitation. – 2012. – № 7. – P. 75–86.
- 10 Mackenzie A., Julich K.F.A. Applications of biological markers in Petroleum Geochemistry // Advances in Petroleum geochemistry. – 1984. – № 21. – P 116–214.
- 11 Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. – 2005. – Vol. 2. – P. 1155.

- 12 Peters K.E., Fowler M.G. Applications of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management. Review // Organic geochemistry. – 2002. – № 33. – P. 5–36.
- 13 Philp R.P., Oung J.N., Lewis C.A. Biomarker determinations in crude oils using a triple-stage quadruple mass spectrometer // Journal of Chromatography A. – 1988. – № 446. – P. 3–16.
- 14 Philippi G.T. On the depth, time and mechanism of petroleum generation // Geochem cosmochim Acta. – 1968. – № 29. – P. 1021–1049.
- 15 Klimova E. V. Study of the molecular composition of Paleozoic oils. Master dissertation. National research Tomsk polytechnical university. Tomsk, 2016.
- 16 Seitkhaziyev Y.SH. Use of GCMSMS for obtaining geochemical biomarker information from crude oils compared with conventional GCMS methodology. Newcastle University, 2012.
- 17 Seytkhaziev Y.SH. Barlybayeva L.M, Dosmuhambetov A.K, Zhanmoldina A.K, Latipova. A.M. Complex geochemical studies of oil from Southern Karatobe, Western Yelemes, Saztobe Southeastern, Eastern Saztobe and Laktybai, Contract No. 109–55 / DGR dated April 5, 2017, Additional Agreement No. 6 dated February 22, 2017. between «Kazakhstanmunaibay» LLP and Research Institute LLP «Caspimunaibay».
- 18 Tissot, B.P., Welte G. H. Petroleum Formation and Occurrence. Springe-Verlag, Berlin, 1984. – 100–108,699 pp.
- 19 Warburton, G.A. Zumbargo J.E. Determination of Petroleum sterane distributions by mass spectrometry with selective metastable ion monitoring // American chemical society. Anal. Chem. – 1983. – № 55. – P. 123–126.
- 20 Wang Z., Fingas M., Yang M., Hollebone C.B. Biomarker Fingerprinting: Application and limitation for correlation and source identification of oils and petroleum products // Emergencies Science & Technology Division. Environment Canada. – 2004. – № 49. – P. 331–334.