



УДК 620

## ФИНГЕРПРИНТИНГ НЕФТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МОРСКИХ ПРОЕКТОВ

### OIL FINGERPRINTING IN THE DEVELOPMENT OF OFFSHORE PROJECTS

**Сарсенбеков Н.Д.**

Атырауский филиал «КМГ Инжиниринг»  
sarsenbekov.n@llpcmg.kz

**Барлыбаева Л.М.**

Атырауский филиал «КМГ Инжиниринг»

**Досмухамбетов А.Д.**

Атырауский филиал «КМГ Инжиниринг»

**Аннотация.** Генетическая типизация исследованных образцов нефти на основе фингерпринтинга может помочь решить множество задач, в том числе и при разработке морских проектов. Применение инновационных технологий зарубежных компаний специалистами отечественных компаний не только помогает решать ключевые вопросы поиска источников экологических проблем, например, источника разлива нефти, но и позволяет существенно снизить себестоимость и сроки устранения таких аварийных ситуаций.

В статье представлены результаты работы лаборатории по определению условного источника загрязнения Каспийского моря при разливе нефти.

**Ключевые слова:** геохимические анализы нефти, резервуарная геохимия, фингерпринтинг нефти, источник загрязнения, проба нефти.

**Sarsenbekov N.D.**

Atyrau branch of KMG Engineering  
sarsenbekov.n@llpcmg.kz

**Barlybaeva L.M.**

Atyrau branch of KMG Engineering

**Dosmukhambetov A.D.**

Atyrau branch of KMG Engineering

**Annotation.** Genetic types of the studied oil samples based on fingerprinting can help to deal with many problems, including in the development of offshore projects. The application of the innovative technologies of foreign companies by specialists of domestic companies not only helps to solve key issues of finding sources of environmental problems, for example, the source of an oil spill, but also allows one to reduce the cost and time for elimination of such emergencies significantly.

This report presents the results of the laboratory's analysis to determine the conditional source of oil spill pollution of the Caspian Sea

**Keywords:** oil geochemical analysis, reservoir geochemistry, oil fingerprinting, pollution source, oil sample.

Казахстанский сектор Каспийского моря (КСКМ) по имеющимся данным поисково-разведочных работ в перспективе имеет огромный потенциал добычи углеводородного сырья (далее УВС) – более 120 перспективных структур [1]. Нефть в регионе Каспийского моря добывается уже более полувека и практически весь ее объем приходится на южную часть акватории. Северная часть Каспийского моря, в том числе и КСКМ, из-за своей уникальности долгое время была недоступной для нефтегазового сектора. Но при этом за этот период проводилось множество научно-технических работ по преодолению препятствий, возникающих при разработке месторождений УВС на мелководье [2–6].

Конечно, без привлечения зарубежных компаний с их инновационными разработками в сфере нефтегазового сектора, освоение перспективных структур в уникальной акватории Каспийского моря было бы сложным или же недостижимым [7–10].

В настоящей работе основной акцент делается на распознавание нефти и ее отнесение к какому-либо источнику, которые можно применять в случаях разлива нефтепродуктов в акватории Каспийского моря. Данная работа выполняется не для определения виновного за разлив, а для ускоренного обнаружения источника утечки, с целью принятия срочных мер по ее устранению. Источники разливов нефти могут быть разными, начиная от конкретных скважин, в случае низкого качества колонного цемента, кончая расположенными на дне моря нефтяными трубопроводами, в случае каких-либо утечек. Несвоевременное устранение данных утечек может привести к непоправимому ущербу, в первую очередь, в экосистеме Каспийского моря, которая по характеру является замкнутой. В данном случае применение современных технологий по определению источника загрязнения методом геохимии нефти весьма перспективно.

За время работы лаборатории геохимических исследований нефти накопилось определенное количество информации по отпечаткам нефти месторождений всех осадочных бассейнов Республики Казахстан. Данной лаборатории была поставлена задача – используя полученную информацию и проведя небольшой эксперимент, определить источник условно разлитой нефти, которую гипотетически можно отнести к более чем 20 потенциальным источникам от 5 компаний.



В начале эксперимента в лабораторию были представлены две пробы нефти, разбавленной водой из водозаборной скважины и список потенциальных источников (более 20 проб нефти), база информации по которым имеется в лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг». Основной задачей исполнителя было определение источника разлива с большой степенью вероятности.

Для усложнения задачи в пробе № 1 были смешаны две разные нефти от разных источников.

Следует отметить, что в данном эксперименте использован только один вид анализа – фингер-принтинг нефти по 12 ароматическим пикам, который имеет свой определенный недостаток по утере передачи 3 видов ароматики при долгом нахождении в воде. Однако, есть еще множество видов фингер-принтинга по биомаркерным анализам (генетические свойства нефти), с применением которых имеется возможность подтверждения достоверности полученных результатов. Использование в данном случае только первого метода обосновано его простотой и небольшими затратами времени для получения результатов, т. к. одним из требований является быстрое нахождение источника [11–12].

Для решения поставленной задачи понадобилось всего 3–4 часа, чтобы получить результат. При этом здесь следует отметить, что для сопоставления с характеристиками источника загрязнения в данном случае было использовано 20 проб с заранее определенными характеристиками отпечатков по ароматическим компонентам. Работы по определению характеристик отпечатков ранее исследованных проб проводились в период 2016–2018 гг. и для кодированной пробы (потенциально разлитой) использовали один из них, несмотря на то, что данная нефть находилась в лаборатории более 2-х лет. Долгое хранение нефти (соблюдая правильные условия) позволяет сохранить отпечатки, не оказывая существенных изменений, это говорит о том, что таким образом можно создать банк потенциально разлитой нефти как по отпечаткам, так и живую (обезвоженную пробу нефти в стеклянных бутылках). Это ускорит дальнейшее их обнаружение при разливе на море. В реальности можно ожидать затрат большего количества времени, в зависимости от количества потенциальных источников загрязнения, для анализа которых может понадобиться дополнительное время если не хранить базу отпечатков и живую нефть (в данном случае уйдет определенное время на отбор, анализ и тд.).

В таблице 1 представлен список проб, относящихся к условно принятым источникам, и 2 переданных проб нефти, которые были исследованы за максимально короткое время. На рисунках 1 и 2 представлены их «звездные» диаграммы и дендрограмма по сходству.

Как видно из рисунков, получены 5 групп (или семейств) нефти по пяти недропользователям. Пробу № 1 (рис. 2) можно отнести к одной группе нефти (группа А), а пробу № 2 – к другой нефти (группа В). Проба нефти №1 в действительности имеет определенные сходства с нефтью группы А (рис. 4), однако если посмотреть внимательно на рисунках 1 и 3, то можно ее отнести к смеси нескольких проб, так как на рисунке 3 имеется пересечение, а не параллельное повторение с результатами пробы группы А. Высказано предположение, что проба нефти №1 имеет определенную смешанность с другой нефтью, а проба нефти № 2 на 100% относится к пробе группы В (рис. 3, 4).

Далее, в результате детального рассмотрения «звездной» диаграммы, представленной на рисунке 1, по параметрам 4 / (4 + 5) и 7 / (7 + 8 + 9) пробы нефти месторождений группы А, С, D были исключены из списка потенциальных загрязнителей и теперь их осталось сопоставить с нефтями месторождений В и Е так как нефть № 1 находилась при пересечении в этих двух групп (рис. 5).

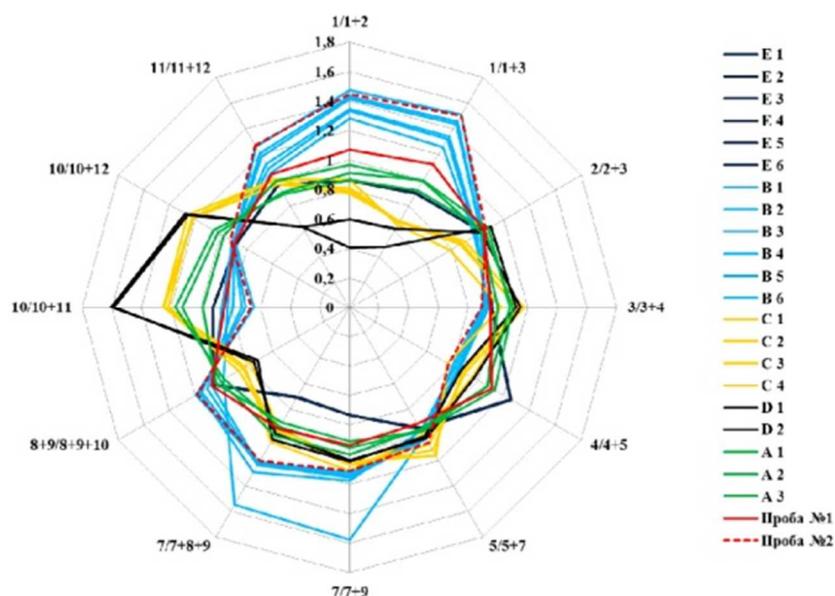


Рисунок 1 – «Звездная» диаграмма по изучаемым пробам



Таблица 1 – Используемые результаты по фингерпринтингу нефти

№№ п/п	Пробы	Соотношение ароматических фракций												
		1/1+2	1/1+3	2/2+3	3/3+4	4/4+5	5/5+7	7/7+9	7/7+8+9	8+9/8+9+10	10/10+12	11/11+12		
1	Проба №1	1,072007	1,121116	1,045659	0,947602	1,105883	0,913626	0,936551	0,954723	1,068614	0,844152	1,045984		
2	Проба №2	1,447459	1,503122	1,058548	0,889914	0,76884	1,061122	1,110325	1,204951	1,184866	0,659078	1,270075		
3	E 1	0,865841	0,898501	1,03177	0,959642	1,257689	0,953253	0,731156	0,70494	1,056534	0,920137	0,96326		
4	E 2	0,864033	0,895162	1,030318	0,953834	1,253012	0,948271	0,730658	0,703537	1,053527	0,92022	0,959579		
5	E 3	0,863349	0,895532	1,031343	0,953749	1,253467	0,94655	0,733096	0,707109	1,054106	0,918787	0,96249		
6	E 4	0,866494	0,898318	1,030957	0,956357	1,256589	0,946345	0,731469	0,705036	1,055033	0,91812	0,96299		
7	E 5	0,866939	0,898512	1,030709	0,954395	1,252699	0,950188	0,732853	0,706827	1,055122	0,917668	0,963004		
8	E 6	0,867022	0,898065	1,030197	0,954797	1,251166	0,953311	0,732837	0,706579	1,054712	0,91753	0,962669		
9	B 1	1,475526	1,509558	1,035056	0,895194	0,799828	1,00417	1,123967	1,220715	1,194964	0,641547	1,259118		
10	B 2	1,284793	1,256472	0,970857	0,939731	0,855381	1,030224	1,154977	1,229491	1,070408	0,857723	1,054958		
11	B 3	1,346385	1,340622	0,992279	0,916216	0,854649	1,014165	1,149621	1,2364	1,10664	0,781942	1,121651		
12	B 4	1,415337	1,435335	1,018753	0,915582	0,841892	1,002596	1,139732	1,234504	1,150875	0,722246	1,184724		
13	B 5	1,432266	1,45614	1,023068	0,913326	0,818528	0,966447	1,17662	1,291221	1,165081	0,699057	1,207423		
14	B 6	1,333112	1,317634	0,982721	0,935937	0,840597	1,010012	1,578203	1,548422	0,978508	0,819945	1,090721		
15	C 1	0,79172	0,669575	0,873294	1,128556	0,952796	0,995785	1,110529	1,057724	0,811796	1,222166	1,002184		
16	C 2	0,773528	0,677457	0,899959	1,176085	0,899021	1,075706	1,066584	0,979634	0,861855	1,249712	0,965727		
17	C 3	0,865099	0,648827	0,780639	1,022137	0,759373	1,166404	1,042742	0,954453	0,766491	1,253461	1,006837		
18	C 4	0,813408	0,674684	0,857388	1,13542	0,876519	1,119289	1,070097	0,972436	0,832609	1,255075	0,966235		
19	D 1	0,598131	0,619169	1,024955	1,149515	0,966212	1,028683	1,039839	0,993779	0,744608	1,590373	0,633708		
20	D 2	0,409234	0,477974	1,099007	1,122272	0,864192	1,012967	1,045079	1,036828	0,714834	1,608336	0,631529		
21	A 1	0,966933	0,991898	1,023458	1,0006	1,072411	0,971755	0,912352	0,904503	1,038814	0,984893	0,993403		
22	A 2	0,865987	0,919146	1,051446	1,101768	1,126804	0,973398	0,951466	0,940336	0,975805	1,172934	0,888504		
23	A 3	0,915395	0,997183	1,07762	1,07737	1,072472	0,955733	0,999247	1,005854	1,0042	1,124898	0,903225		

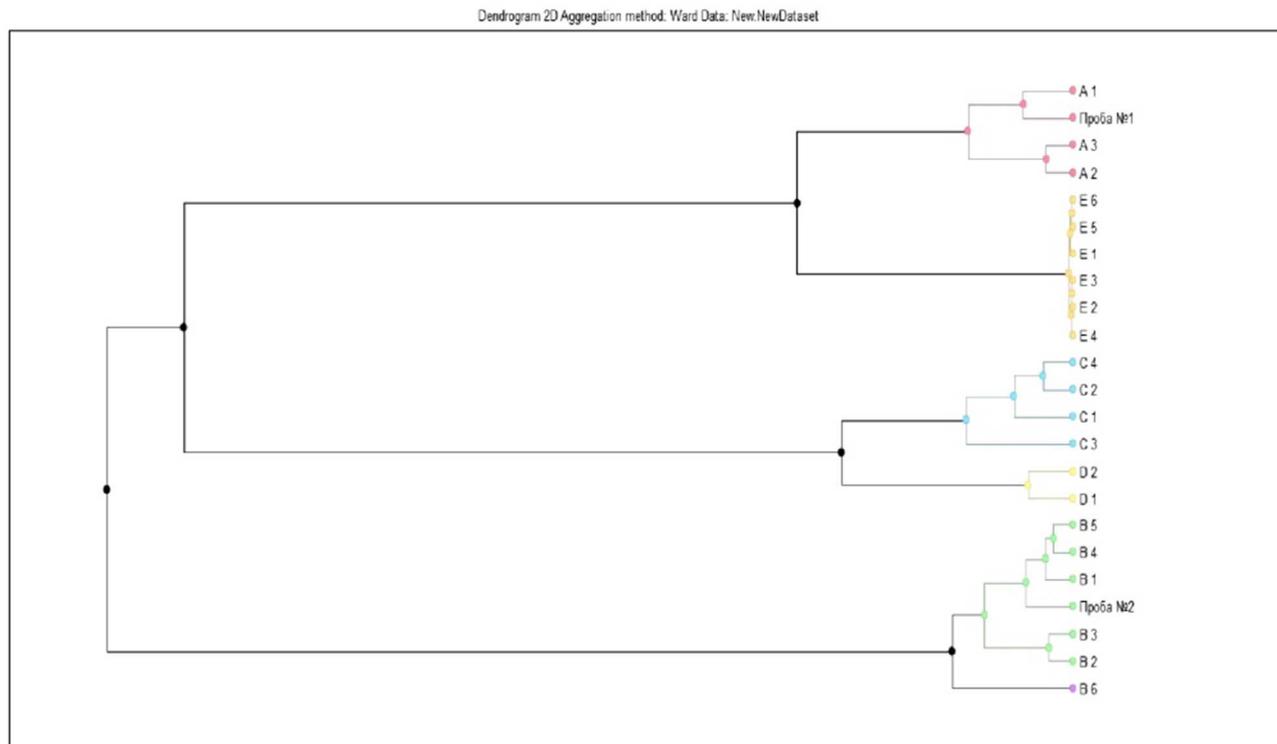


Рисунок 2 – Дендрограмма, построенная по изучаемым пробам

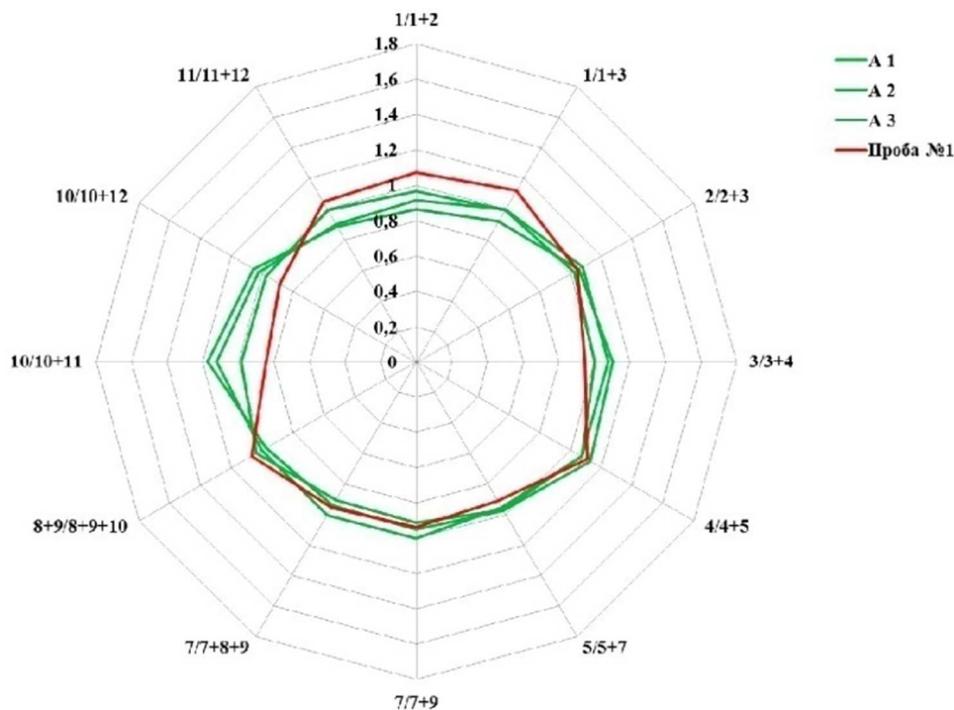


Рисунок 3 – «Звездная» диаграмма по нефти № 1 и группы А

После построения дендрограммы из группы В и Е (рис. 6) можно предположить, что основной состав нефти № 1 приходится на группу Е. И теперь перед исследователями стоит задача определить процентное соотношение нефти двух проб: компаний В и Е. Учитывая, что диаграммы проб нефти Е имеют очень схожий характер, их среднее значение можно принять как 100 %, для того, чтобы затем определить по каждому параметру ароматических компонентов доли пробы нефти В по каждой скважине в пробе № 1. В качестве потенциального источника загрязнения были выбраны три пробы (В № 3, В № 4, В № 5), по которым имеются самые низкие значения стандартного отклонения (табл. 2). После определения потенциального источника с группы В, была сделана попытка определить источник с группы Е, приняв за 100 % нефти пробу «В» № 5. В таблице 2 представлены резуль-



таты смеси и выводы специалистов из которого можно предположить, что нефть № 1 состоит из смеси нефти группы В и Е в соотношении 59 и 41 %, соответственно. В данном случае результаты можно считать 100 %-ным совпадением, учитывая, что для аналитики был предоставлен минимум времени. Из-за сходства нефтей группы Е определение потенциального загрязнителя в данной группе выполнить затруднительно, без проведения дополнительных анализов.

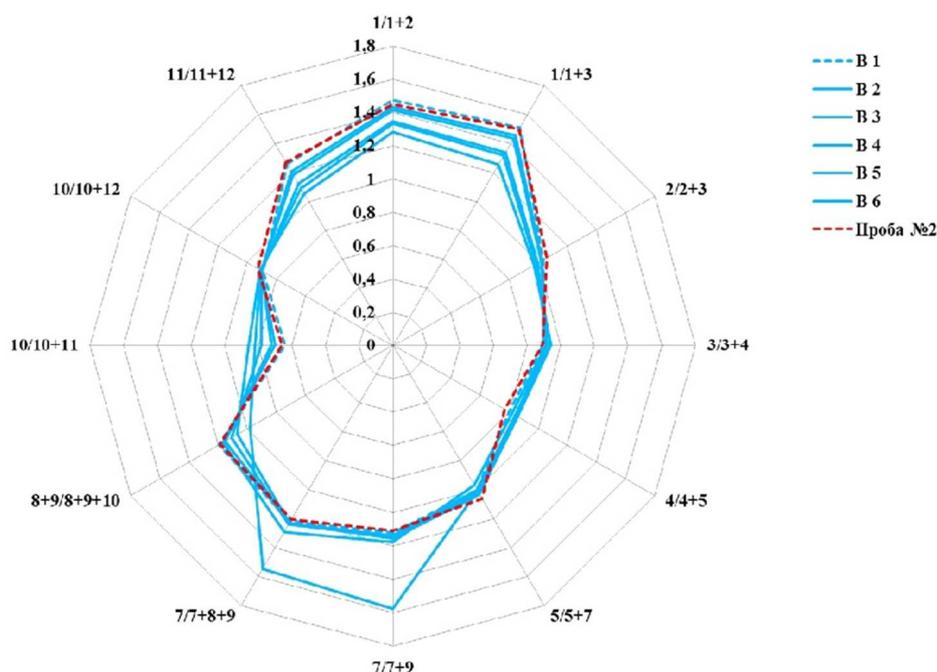


Рисунок 4 – «Звездная» диаграмма по нефти № 2 и группы В

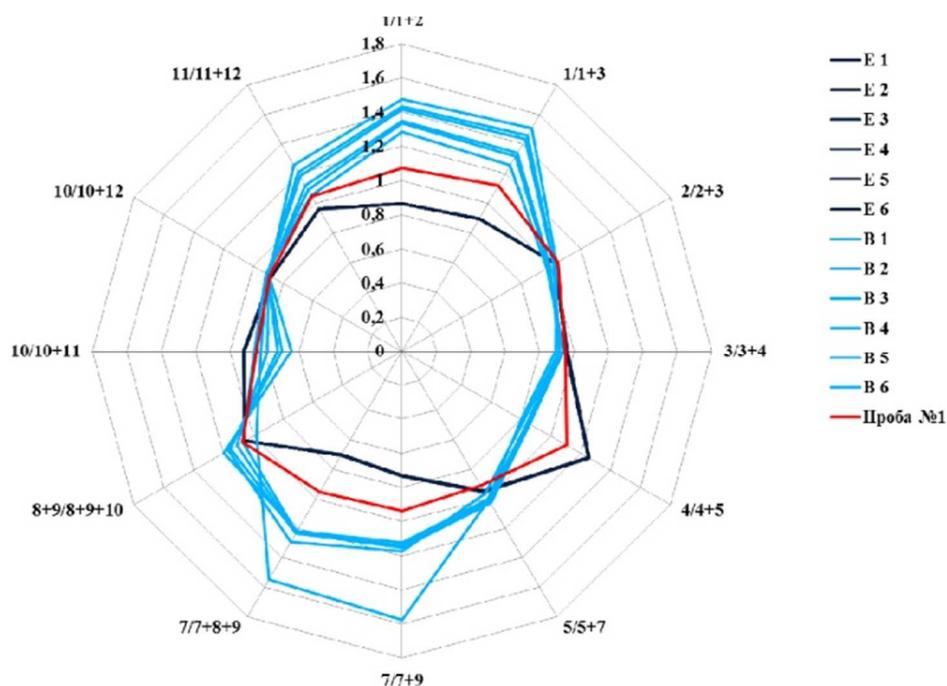


Рисунок 5 – «Звездная» диаграмма по нефти пробы № 1, групп В и Е

По данным геохимического анализа можно опередить смесь до 3-х проб, что потребует дополнительные аналитические расчеты и построение дендрограмм. Однако разливы нефти на месторождении в основном происходят из одного источника, если не учесть разливы из танкеров или магистральных трубопроводов, в которых имеются смеси нефти разных месторождений. Тем не менее отобрав нефть из них и сопоставив нефти разлива, то без каких-либо, усилий можно идентифицировать источники разлива. Для ускорения получения результатов необходимо иметь базу анализов и при необходимости оперативный отбор проб от потенциального источника.



Таблица 2 – Результаты определения смеси пробы № 1

№ п/п	Пробы	Соотношение ароматических фракций												Средн. значение	Стандартное отклонение			
		1/1+2	1/1+3	2/2+3	3/3+4	4/4+5	5/5+7	7/7+9	7/7+8+9	8+9/8+9+10	10/10+11	10/10+12	11/11+12					
1	В 1	33,8	36,6			32,6		52,2	48,4					26,9	70,1	28,2	41,1	14,8
2	В 2	49,2	62,3			37,2		48,4	47,5					122,2	29,5	90,3	60,8	30,8
3	В 3	42,9	50,5			37,1		49,0	46,9					54,5	42,6	52,5	47,0	5,8
4	В 4	37,5	41,6			36,0		50,2	47,1					38,0	39,3	37,6	40,9	5,1
5	<b>В 5*</b>	<b>36,4</b>	<b>40,0</b>			<b>34,0</b>		<b>46,0</b>	<b>42,5</b>					<b>34,0</b>	<b>41,7</b>	<b>34,1</b>	<b>38,6</b>	<b>4,6</b>
6	В 6	44,1	53,2			35,8		24,2	29,6					75,5	31,6	65,2	44,9	18,3
7	Е 1	63,6	60,1			65,4		53,9	57,4					65,6	64,8	66,1	62,1	4,5
8	<b>Е 2*</b>	<b>63,4</b>	<b>59,7</b>			<b>66,1</b>		<b>53,8</b>	<b>57,3</b>					<b>65,6</b>	<b>55,1</b>	<b>65,1</b>	<b>60,8</b>	<b>5,0</b>
9	Е 3	63,3	59,8			66,1		54,1	57,6					66,0	58,8	65,9	61,5	4,5
10	Е 4	63,7	60,1			65,6		53,9	57,4					66,2	58,4	66,0	61,4	4,6
11	Е 5	63,7	60,1			66,2		54,1	57,6					66,4	57,3	66,0	61,4	4,8
12	Е 6	63,7	60,0			66,4		54,1	57,6					66,4	56,2	66,0	61,3	5,0

\*пробы нефти, использованные для смешивания в пробе № 1

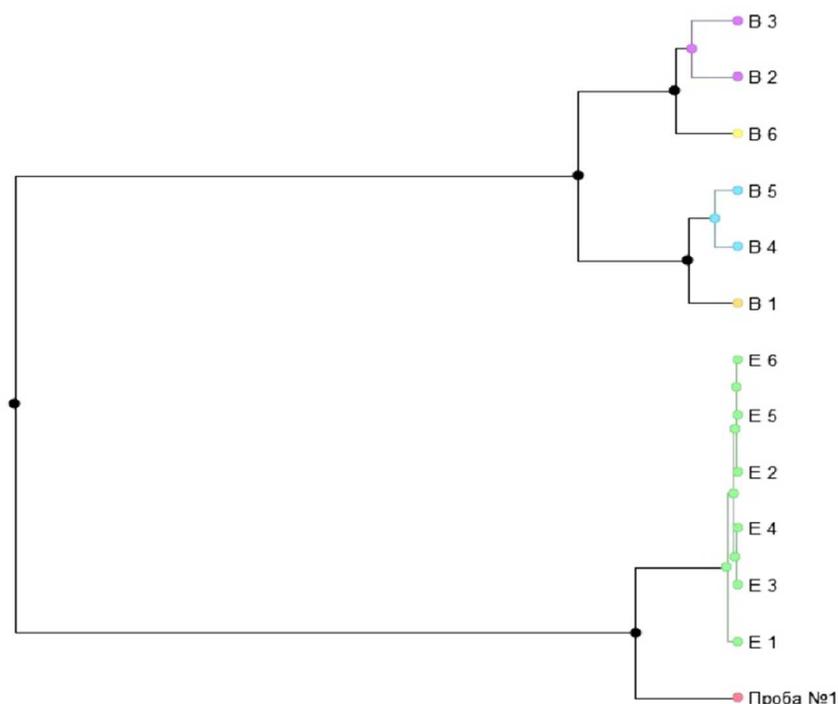


Рисунок 6 – Дендрограмма построенная по нефти № 1, групп В и Е

После получения окончательного заключения лаборатории были раскрыты все карты и открыто что, в действительности, в пробе № 1 были использованы нефти Е № 2 и В № 5 в соотношении 57 и 43 % соответственно (рис. 7). На рисунке 7, а приведена масса пробы нефти В № 5, а на рисунке 7, б – с учетом нефти Е № 2.

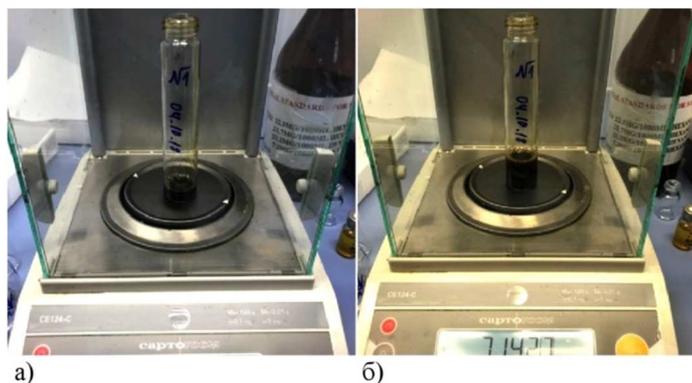


Рисунок 7 – Результаты взвешивания пробы № 1

**Выводы**

Поставленная лаборатории геохимических исследований задача по основным критериям была достигнута, что продемонстрировало оперативность и простоту выполнения лабораторных работ на уровне молекулярной генетики. Определение соотношения двух источников загрязнения по первой пробе, в которой для усложнения задачи была использована смесь двух источников загрязнения, также было выполнено с небольшим допустимым отклонением.

Как было указано выше, фингерпринтинг нефти можно выполнять с использованием анализа множества параметров и изучать результаты более детально, для получения результатов с высокой степенью достоверности. Данная работа демонстрирует, что геохимию нефти можно использовать не только при бассейновом моделировании нефтематеринских пород, при контроле за разработкой нефтяных залежей (правильный учет добычи по горизонтам, выбора подчетных объектов и правильный учет их выработки, определение цельности эксплуатационных колонн, определение наличия экранирующих разломов, определение кандидатур добывающих скважин для перевода под нагнетание, уточнения геологической и гидродинамической модели залежи и т.д.), но и для решения вопросов осложнений при разработке морских проектов, в том числе и для экологического контроля.



Данный подход имеет уникальность и инновационный характер на территории РК и свое время отличается низкой себестоимостью, что позволяет создать базу данных практически по всем месторождениям РК и месторождениям акватории Каспийского моря для решения спорных задач на межгосударственном уровне, а самое главное, это его оперативность.

### Литература:

1. Морские проекты Казахстана // Журнал «Нефтегазовая Вертикаль». – 2011. – № 18. – С. 58–63.
2. Сулейманов Б.А., Байрамов М.М., Мамедов М.Р. О влиянии скин-эффекта на дебит нефтяных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 8. – С. 68–70.
3. Сулейманов Б.А. О фильтрации дисперсных систем в неоднородной пористой среде // Коллоидный журнал. – 1995. – № 57 (5). – С. 743–746.
4. Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water / B.A. Suleimanov [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – № 162. – P. 35–43.
5. Selection methodology for screening evaluation of EOR methods / B.A. Suleimanov [et al.] // Petroleum Science and Technology. – 2016. – № 34 (10). – P. 961–970.
6. Сулейманов Б.А. Промывка песчаной пробки газированными жидкостями // SOCAR Proceedings, 2011. – № 1. – С. 30–36.
7. Сулейманов Б.А. Теоретические и практические основы применения гетерогенных систем для повышения эффективности технологических процессов в нефтедобыче // Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. – Баку : АГНА, 1997.
8. О влиянии наночастиц на прочность полимерных гелей, применяемых в нефтедобыче / Б.А. Сулейманов [и др.] // SOCAR Proceedings, 2013. – № 2. – С. 24–28.
9. Панахов Г.М., Сулейманов Б.А. Особенности течения суспензий и нефтяных дисперсных систем // Коллоидный журнал. – 1995. – № 57 (3). – С. 386–390.
10. Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and Bayesian inference mechanisms / B.A. Suleimanov [et al.] // SPE-182044-MS. In SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 2016.
11. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide // Biomarkers and isotopes in the petroleum exploration and earth history. Cambridge University Press, 2005. – Vol. 2.
12. Seitkhaziyev Y. Use of GCMSMS for obtaining geochemical biomarker information from crude oils compared with conventional GCMS methodology. – UK : Newcastle University, 2012.

### References:

1. Maritime projects of Kazakhstan // Journal «Neftegazovaya Vertikal». – 2011. – № 18. – P. 58–63.
2. Suleymanov B.A., Bayramov M.M., Mamedov M.R. On influence of skin effect on oil wells flow rate // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2004. – № 8. – P. 68–70.
3. Suleymanov B.A. About filtration of disperse systems in inhomogeneous porous medium // Colloidal journal. – 1995. – № 57 (5). – P. 743–746.
4. Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water / B.A. Suleimanov [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – № 162. – P. 35–43.
5. Selection methodology for screening evaluation of EOR methods / B.A. Suleimanov [et al.] // Petroleum Science and Technology. – 2016. – № 34 (10). – P. 961–970.
6. Suleymanov B.A. Flushing of sand plug with carbonated liquids // SOCAR Proceedings, 2011. – № 1. – P. 30–36.
7. Suleymanov B.A. Theoretical and practical bases of application of heterogeneous systems to increase the efficiency of technological processes in oil production // Dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences. – Баку : AGNA, 1997.
8. On the influence of nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil production / B.A. Suleymanov [et al.] // SOCAR Proceedings, 2013. – № 2. – P. 24–28.
9. Panakhov G.M., Suleymanov B.A. Features of the flow of suspensions and oil dispersed systems // Colloidal Journal. – 1995. – № 57 (3). – P. 386–390.
10. Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and Bayesian inference mechanisms / B.A. Suleimanov [et al.] // SPE-182044-MS. In SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 2016.
11. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide // Biomarkers and isotopes in the petroleum exploration and earth history. Cambridge University Press, 2005. – Vol. 2.
12. Seitkhaziyev Y. Use of GCMSMS for obtaining geochemical biomarker information from crude oils compared with conventional GCMS methodology. – UK : Newcastle University, 2012.