

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 553.98:550.4

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art7>

Анализ геохимических показателей углеводородных систем в пределах Евфратского грабена: корреляция нефтей на основе кластерного анализа*

Ж. Жомая ✉

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Аннотация. *Актуальность.* Статья посвящена анализу геохимических особенностей углеводородных систем в пределах Евфратского грабена, расположенного на Ближнем Востоке. *Цель работы.* Проведение корреляции нефтей, добываемых из различных резервуаров в регионе. *Материалы и методы.* Используя статистические методы, исследуемые пробы нефти разделены на отдельные кластеры для получения сведений о корреляции, классификации и распределении нефтей. *Результаты.* Комплексное геохимическое исследование углеводородных систем в пределах Евфратского грабена позволило выделить отдельные семейства нефтей и определить особенности их географического и стратиграфического распределения. *Выводы.* Полученные данные представляют ценную информацию о генезисе, путях миграции и формировании залежей углеводородов в пределах Евфратского грабена для разведки и добычи нефти в регионе.

Ключевые слова: углеводородные системы, Евфратский грабен, геохимический анализ, корреляция нефтей, статистическая классификация

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Жомая Ж. Анализ геохимических показателей углеводородных систем в пределах Евфратского грабена: корреляция нефтей на основе кластерного анализа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 4. С. 415–429. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art7>

* Статья написана на основе доклада на VII Всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные проблемы нефти и газа», 16–18 октября 2024 г., Институт проблем нефти и газа Российской академии наук. Москва, Россия.

✉ Жомая Жомая, e-mail: allordjomaa95@gmail.com

© Жомая Ж., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Состав нефти играет существенную роль в геологоразведке и дает важную информацию для поисковых и разведочных работ [1]. Фундаментальное исследование в этой области направлено на изучение возможных генетических связей между исследуемыми разновидностями нефтей. Задачи исследования – идентификация различных нефтей в данном стратиграфическом разрезе, их распределения по площади и разрезу и степени их смешивания [2]. Каждая разновидность нефти представляет собой отдельную нефтяную систему, и определение исходных данных имеет решающее значение для целенаправленного бурения на соответствующих месторождениях. Корреляция нефтей способствует идентификации генетически однотипных проб нефтей и выявлению отличительных признаков. Типизация нефтей проводится по содержанию биомаркеров,

присутствующих как в органическом веществе нефтематеринских пород, так и в нефтях [3]. Однако изменения свойств нефтей во время процессов первичной миграции (из нефтематеринской породы в пласт), а также физические и химические превращения, которые происходят уже в пласте, затрудняют интерпретацию. Нефти могут испытать изменения также в результате вторичных процессов, таких как катагенез, гравитационная дифференциация, промывка водой, биологическая дегградация и вторичная миграция.

Данное исследование направлено на изучение геохимических особенностей углеводородных систем в пределах Евфратского грабена (рис. 1) [4], оценку степени влияния вторичных процессов в пласте на свойства нефтей и классификацию нефтей на основе генетических параметров, минимально изменяющихся при процессах вторичного преобразования нефтей.

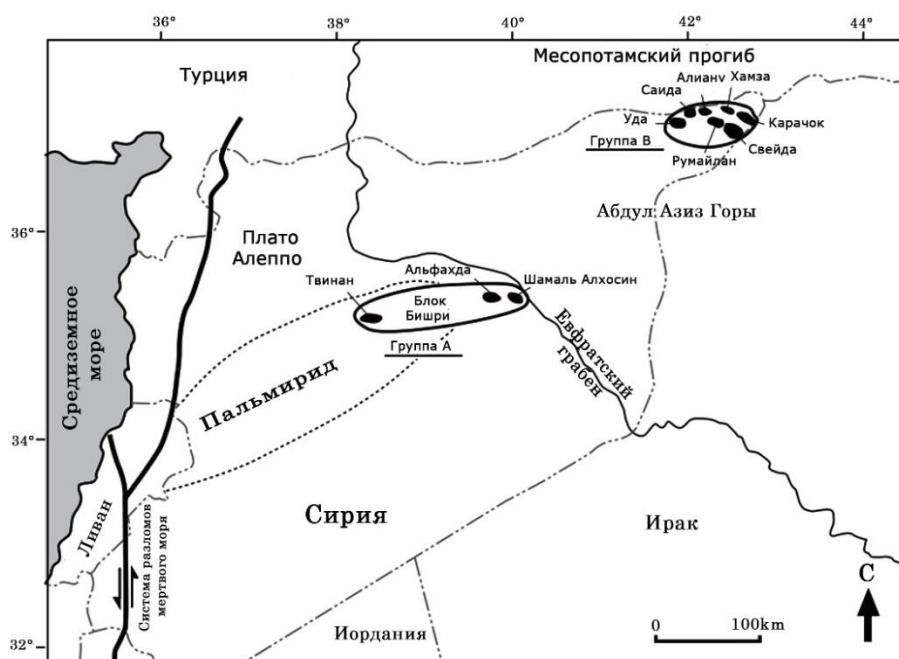


Рис. 1. Карта расположения нефтяных месторождений в складчатом поясе северо-востока Пальмиры (Центральная Сирия) и Месопотамском прогибе (Северо-Восточная Сирия)

Fig. 1. Location map of the oil fields of the northeast of the Palmyrid fold belt (Central Syria) and the Mesopotamian trough (Northeast Syria)

Источник/Source: [4]

Существует несколько статистических методов, применяемых для классификации нефтей по генетическим признакам. В данном исследовании был применен иерархический кластерный анализ (ИКА).

ИКА зависит от принципа группировки выборок в отдельные подмножества (называемые кластерами) путем расчета расстояний между выборками для каждой переменной. Результаты анализа отображаются графически в структуре дендрограммы. Дендрограмма выявляет различия между объектами в подмножествах, эта информация может использоваться в классификации. Дендрограмма состоит из множества U-образных линий, соединяющих объекты в иерархическом дереве. «Высота» каждой U-линии представляет расстояние

между двумя связываемыми объектами, следовательно, самые маленькие из них соединяют наиболее генетически близкие из двух проб. Расстояние между каждыми двумя пробами вычисляется в евклидовом пространстве, которое имеет столько же измерений (n), сколько переменных. В одном измерении расстояние между двумя точками на реальной линии является абсолютной величиной их числовой разности.

Таким образом, если x и y – две точки на реальной линии, то расстояние между ними рассчитывается по следующему уравнению:

$$\sqrt{(x - y)^2} = |x - y|. \tag{1}$$

В контексте евклидовой геометрии расстояние между двумя точками, обозначенными как a и b, определяется как длина отрезка, соединяющего две точки, обозначенного как ab. В декартовых координатах, если a = (a₁; a₂; ...; a_n) и b = (b₁; b₂; ...; b_n) – две точки в евклидовом n-пространстве (где n – число переменных), то расстояние от a до b определяется уравнением:

$$d(a,b) = \sqrt{(a_1 - b_1)^2 + (a_2 - b_2)^2 \dots \dots + (a_n - b_n)^2} = \sum_{i=1}^n \sqrt{(a_i - b_i)^2} \tag{2}$$

На первом этапе геохимическими методами анализа было исследовано 67 проб нефти (табл. 1). Основная цель заключалась в оптимизации использования данных нефтяного бассейна для дальнейшего анализа с использованием более

специфических методов, таких как газовая хромато-масс-спектрометрия (ГХ-МС). Для достижения этой цели был использован кластерный подход для классификации нефтей по основным группам.

Табл. 1. Углеводородный состав исследуемых проб нефти

Table 1. Hydrocarbon composition of the oil samples under study

Образец	Резервуар	Возраст	Pr/Ph	Pr/n-C ₁₇	Ph/n-C ₁₈	F	B	I	H	CPI
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
G02952	Н.Фарс	Миоценовый	1,50	0,30	0,25	1,30	0,24	4,80	30,55	0,90
G02953	Рутба	Меловой	1,20	0,72	0,65	0,62	0,32	0,55	18,65	0,94
G02954	Жудея песок	Меловой	1,82	0,34	0,20	0,93	0,60	4,65	24,42	0,92
G02955	Н. Рутба	Меловой	1,02	0,62	0,60	0,84	0,45	0,73	22,00	0,94

Продолжение табл. 1

Table 1 continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
G02956	Рутба	Меловой	1,10	0,60	0,60	1,03	0,40	0,96	24,45	0,95
G02957	Эрек	Меловой	1,00	0,52	0,60	1,22	0,44	1,25	26,90	0,90
G02958	Шираниш	Меловой	1,10	0,80	0,80	0,81	0,35	0,32	18,44	0,90
G02959	Жудея песок	Меловой	1,63	0,25	0,20	0,80	0,07	8,15	19,35	1,00
G02960	Эрек	Меловой	0,90	0,35	0,40	1,42	0,52	2,65	33,45	0,90
G02961	Дерро	Меловой	0,70	0,35	0,55	2,12	0,20	2,70	35,32	0,94
G02962	Н. Рутба	Меловой	1,02	0,54	0,54	1,16	0,52	0,82	26,85	0,90
G02963	Н. Рутба	Меловой	0,90	0,51	0,59	1,35	0,75	1,53	30,70	0,90
G02964	Жудея песок	Меловой	0,72	0,43	0,64	1,35	0,23	2,92	30,95	0,85
G02965	Н. Рутба	Меловой	1,01	0,50	0,54	1,15	0,55	0,84	26,40	0,95
G02966	Н. Рутба	Меловой	0,82	0,52	0,65	1,30	0,42	1,05	29,55	0,90
G02967	Жудея песок	Меловой	0,72	0,55	0,82	1,55	0,25	1,40	29,65	0,95
G02968	Н. Дубайат	Каменноугольный	0,95	0,45	0,53	1,07	0,20	1,50	28,85	0,90
G02969	Мулусса Ф	Триасовый	0,95	0,55	0,64	1,15	0,47	0,90	25,95	0,90
G02970	Н. Рутба	Меловой	0,72	0,60	0,85	1,44	0,24	1,15	28,80	0,85
G02971	Мулусса Ф	Триасовый	1,10	0,52	0,50	1,15	0,74	1,20	27,90	0,95
G02972	Рутба	Меловой	1,03	0,45	0,53	-	-	-	-	0,85
G02973	Мулусса Ф	Триасовый	1,22	0,80	0,70	0,70	0,34	0,52	19,20	0,90
G02974	Жудея песок	Меловой	0,75	0,30	0,45	1,40	0,52	2,43	32,30	0,90
G02975	Мулусса Д	Каменноугольный	0,85	0,40	0,45	1,22	0,27	1,85	31,00	0,90
G02976	В. Шираниш	Меловой	0,75	0,40	0,49	1,64	0,36	1,06	32,95	0,90
G02977	Мулусса Ф	Триасовый	0,80	0,50	0,68	1,45	0,35	2,04	31,52	0,85
G02979	Мулусса Ф	Триасовый	1,20	0,30	0,28	1,20	0,35	4,35	28,90	0,90
G02980	Рутба	Меловой	1,42	0,32	0,30	1,35	0,20	4,85	28,95	0,90
G02981	Хабур	Ордовикский	0,90	0,43	0,54	-	-	-	-	0,85
G02982	В. Дубайат	Каменноугольный	1,68	0,25	0,20	1,50	0,35	3,70	34,00	0,95
G02983	Джерибе	Миоценовый	1,48	0,50	0,34	0,35	0,07	1,75	8,80	0,95
G02984	Н. Рутба	Меловой	1,00	0,50	0,55	1,15	0,85	1,40	29,40	0,90
G02985	Н. Рутба	Меловой	1,12	0,65	0,60	0,70	0,50	0,60	22,40	0,90
G02986	Мулусса Ф	Триасовый	0,92	0,55	0,60	1,05	0,55	1,05	26,10	0,95
G02987	Мулусса Ф	Триасовый	0,80	0,47	0,55	1,30	0,24	2,15	31,35	0,90
G02988	Джерибе	Миоценовый	1,35	0,54	0,40	0,20	0,15	1,75	7,10	0,94
G02989	Джерибе	Миоценовый	1,42	0,46	0,37	0,30	0,12	1,80	10,50	0,95
G02990	Жудея карбонат	Меловой	0,70	0,55	0,85	1,25	0,30	1,35	25,10	0,85
G02992	Джерибе	Миоценовый	1,22	0,82	0,74	0,25	0,11	0,86	4,80	0,90
G02993	Н. Фарс	Миоценовый	1,25	1,44	1,10	0,20	0,13	0,55	6,25	1,00
G02994	Джерибе	Миоценовый	1,23	0,75	0,74	0,10	0,18	0,70	3,54	0,95
G02995	Рамах	Меловой	0,82	0,50	0,70	1,35	0,52	1,10	27,60	0,85

Продолжение табл. 1

Table 1 continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
G02996	Рамах	Меловой	0,80	0,54	0,70	1,32	0,54	1,10	28,05	0,90
G02997	Джерибге	Миоценовый	1,30	1,55	1,20	0,10	0,33	0,75	3,65	1,00
G02998	Евфрат	Миоценовый	1,20	2,05	2,45	-	-	-	-	-
G02999	Рамах	Меловой	1,00	0,60	0,70	1,22	0,49	0,75	25,10	0,94
G03000	Жудея карбонат	Меловой	1,00	0,54	0,58	1,14	0,05	0,92	27,85	0,90
G03001	Дибан	Миоценовый	1,15	0,63	0,65	0,55	0,33	0,52	14,80	0,95
G03002	Рутба	Меловой	1,22	0,80	0,70	0,65	0,35	0,53	18,60	0,94
G03003	Рутба	Меловой	1,15	0,52	0,55	1,05	0,47	0,90	27,15	0,93
G03004	Дибан	Миоценовый	1,30	0,72	0,60	0,25	0,08	0,44	5,40	0,95
G03005	В. Шираниш	Меловой	0,92	0,65	0,70	1,25	0,53	0,70	27,45	0,95
G03006	Кометан	Меловой	0,95	0,50	0,60	1,30	0,60	0,70	25,50	0,92
G03007	В. Шираниш	Меловой	0,84	0,60	0,84	1,30	0,60	0,75	25,50	0,85
G03008	В. Шираниш	Меловой	0,95	0,50	0,60	1,44	0,60	0,73	25,95	0,90
G03009	Рутба	Меловой	0,72	0,34	0,50	1,80	0,25	2,15	35,30	0,85
G03011	Дибан	Миоценовый	1,30	0,90	0,78	0,54	0,27	0,30	13,30	0,90
G03013	Эрек	Меловой	0,69	0,35	0,55	1,20	0,08	1,34	32,70	0,90
G03014	В. Шираниш	Меловой	1,00	0,45	0,54	0,82	0,48	0,72	24,80	0,90
G03015	Рутба	Меловой	1,00	0,55	0,58	0,85	0,42	0,75	23,12	0,93
G03017	Дубайат	Каменноугольный	0,65	0,40	0,55	1,10	0,05	1,23	29,84	0,90
G03020	Н. Рутба	Меловой	0,94	0,38	0,48	1,12	0,15	3,10	27,35	0,90
G03105	Жудея песок	Меловой	0,79	0,30	0,45	1,84	0,30	2,81	33,80	0,90
G03106	Дубайат	Каменноугольный	1,72	0,30	0,22	1,82	0,25	3,70	37,05	0,95
G03107	Жудея песок	Меловой	1,12	0,30	0,30	1,45	0,25	2,56	36,00	0,95
G03108	Н.Шираниш	Меловой	1,05	0,52	0,55	1,05	0,50	0,80	25,60	0,90
G03109	Рутба	Меловой	1,00	0,54	0,65	1,10	0,50	0,80	26,73	0,90

Примечания: Pr/Ph – отношение пристана к фитану, Pr/n-C₁₇ – отношение пристана к гептадекану, Ph/n-C₁₈ – отношение фитана к октадекану, F – содержание парафинов, В – ароматичность, I – октановое число, Н – содержание гептана, CPI (Carbon Preference Index) – индекс предпочтения углеводородов или коэффициент четности.

Для предварительной классификации использовались восемь параметров, ориентированных на ациклические изопреноиды и легкие углеводороды (включая Pr/Ph, Pr/n-C₁₇, Ph/n-C₁₈, число гептанов, число изогептанов, парафинистость и ароматичность), но не все параметры характеризуют процессы, влияющие на состав нефти (среда осаждения, созревание или биоразложение) [5, 6].

Результирующая дендрограмма, полученная в результате проведенного иерархического кластерного анализа, показана на рис. 2. Эта дендрограмма описывает семь различных кластеров в иерархической древовидной структуре и дает предварительное представление о распределении параметров среди проанализированных проб нефти.

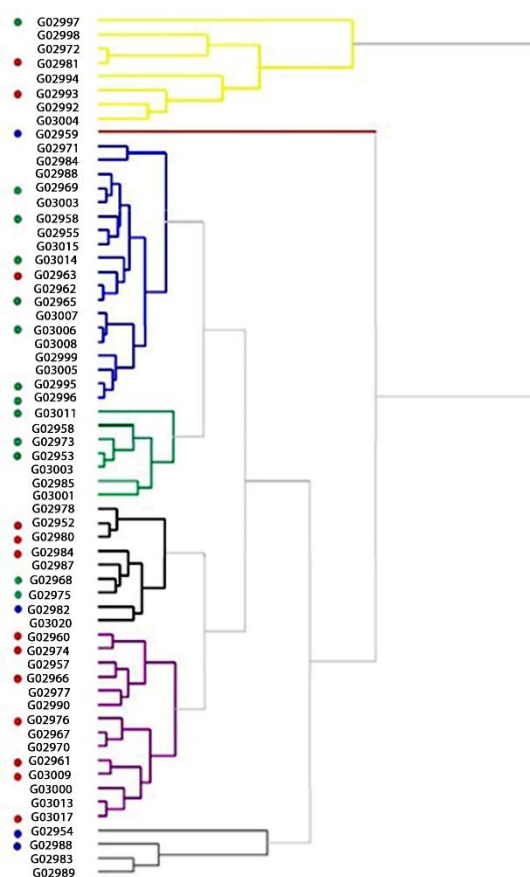


Рис. 2. Дендрограмма, иллюстрирующая иерархическую группировку параметров легких углеводородов, перечисленных в табл. 1

Fig. 2. Dendrogram illustrating the hierarchical grouping of the parameters of light hydrocarbons listed in Table 1

Применение иерархической кластеризации позволило идентифицировать семь различных групп нефти (рис. 2). Цветные точки – это пробы нефти, отобранные для дальнейшего геохимического анализа.

Анализ выявил три группы нефтей, демонстрирующих закономерности по географическому распределению.

Нефти группы 1, претерпевшие биологическое разложение – G02997, G02998 и G02993, залегают в основном в северо-западной части бассейна, как показано на рис. 3 желтым цветом.

Наиболее зрелые нефти, относящиеся к группе 5 – G02982, G02980 и G02952 из юго-восточного сегмента исследуемой

области, как показано на рис. 3 черным цветом.

Важно отметить, что в некоторых случаях группировка может быть не совсем правильной. Например, нефти G02972 и G02981, могут быть отнесены к группе нефтей, подверженных биологическому разложению, поскольку легкие углеводороды, такие как n -C₇, метилциклогексан и толуол, были потеряны из-за условий хранения или других неизвестных факторов. Однако их газохроматографические профили указывают на присутствие слабо испаряющихся углеводородов, а не на эффекты биоразложения.

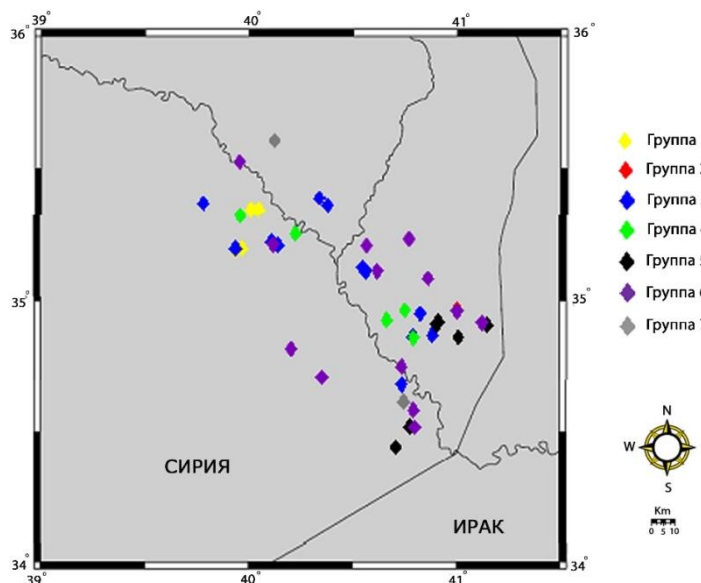


Рис. 3. Географическое распределение 67 проб нефти, разделенных на семь основных групп

Fig. 3. Geographical distribution of 67 oil samples divided into seven main groups

Нефть G02959 показывает особенно низкие значения Pr/n-C₁₇ и Ph/n-C₁₈, а также самое высокое соотношение изогептана 8,15, что указывает на высокую степень зрелости, он одновременно имеет самую высокую величину отношения Pr/Ph, что требует дальнейшего изучения. Несмотря на такие отклонения, классификация представляет собой важный шаг в выборе ограниченного

количества нефтей для биомаркерного и других геохимических анализов. Тридцать проб, представляющих выявленные скопления нефти в районе Евфратского грабена, были отобраны для дальнейшего исследования на основе полученных результатов и кластерного анализа. Распределение отобранных проб показано на рис. 4.

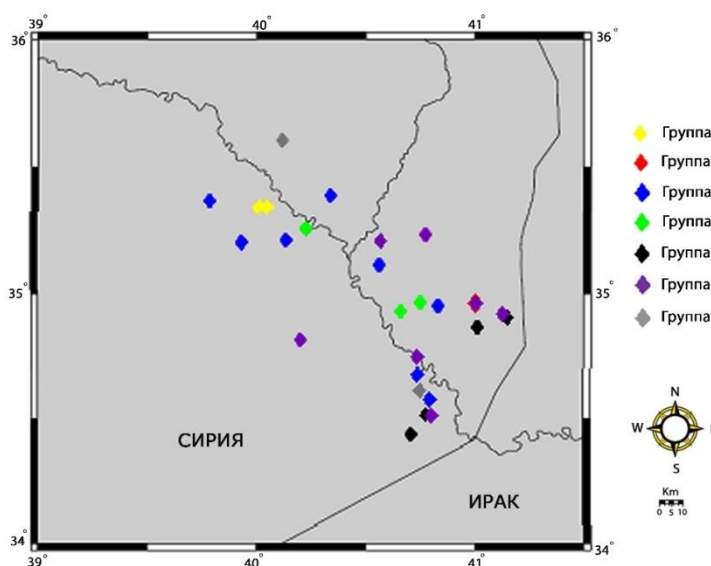


Рис. 4. Географическое распределение 30 проб нефти, отобранных для анализа биомаркеров

Fig. 4. Geographical distribution of 30 oil samples collected for biomarker analysis

Критерии отбора проб нефти варьировались, были учтены такие факторы, как географическое расположение и уникальные особенности. Например, из группы 7 были отобраны пробы G02954, G02988, взятые из разных скважин со значительными интервалами между ними. Две пробы – G02980, G02952 – были отобраны из одной и той же скважины на основании значительных различий в их свойствах. В группы 3 и 6 попали пробы нефтей, отобранные вдоль главной оси грабена с юго-востока на северо-запад. Для изучения каждой группы были отобраны пробы нефтей и в центре, и на периферии исследуемых участков.

В список для дальнейшего анализа была включена проба G02959. Пробы G02997, G02993, G03011 из группы 1, которые потенциально подвержены биологическому разложению, были отобраны для определения их происхождения и вида, независимо от того, были ли они образованы в результате биоразложения или из незрелой исходной породы.

Полный спектр геохимических анализов был проведен на репрезентативной выборке из 30 проб нефти. Эти анализы включали такие методы, как ГХ-МС, ГХ-МС-МС, для определения биомаркеров, содержания ароматических углеводородов и других углеводородных соединений.

Исследованные нефти сгенерированы в основном из морского органического вещества и демонстрируют диапазон созревания от раннего до позднего катагенеза.

Высокий уровень зрелости встречается в нефти мелового возраста (бассейн Жудея), палеозойского возраста (Дубайат и Хабур). Резервуары с нефтью более низкого уровня зрелости содержатся в меловых и триасовых отложениях (Рутба и Мулусса). Нефти из неглубоких резервуаров миоценового

возраста, таких как Дибан, Евфрат и Джерибе, демонстрируют признаки биологической деградации, образование нефти и из терригенных, и из карбонатных пород-источников. Этот вывод основан на рассмотрении физических и химических свойств, а также процентного содержания бензола и данных биомаркеров. Классификация нефтей основана на очевидных взаимосвязях физико-химических свойств и молекулярного состава, которые часто иллюстрируются перекрестными диаграммами различных параметров.

Хемометрический анализ данных по легким углеводородам и биомаркерам, связанным с источником, был проведен на 30 выбранных пробах нефти и включал 16 параметров, связанных с типом органического вещества и геологическим возрастом. Этот анализ в сочетании с характерными геохимическими особенностями и иерархическим кластерным анализом позволил выделить три генетических семейства и подсемейства, называемые семействами 1, 2А и 2В (рис. 5).

Семейство 1 включает четыре нефти: пробы G02959, G02954 (меловой период), G02982 (палеозойская эра) и G02988 (миоцен). Эти нефти отличаются исключительно свойствами легких нефтей (сила тяжести API gravity > 43°) и повышенным соотношением пристан/фитан (Pr/Ph > 1,37). Их расположение на рис. 5 позволяет предположить, что нефти генерированы исходным органическим веществом, образовавшимся в восстановительных геохимических условиях в морской среде [7]. Относительно низкие значения Pr/n-C₁₇ и Ph/n-C₁₈, вероятно, связаны с повышенной зрелостью нефтематеринской породы. Возрастные диагностические биомаркеры четко отличают эти пробы нефти от других, что указывает на конкретную породу-источник [5, 6].

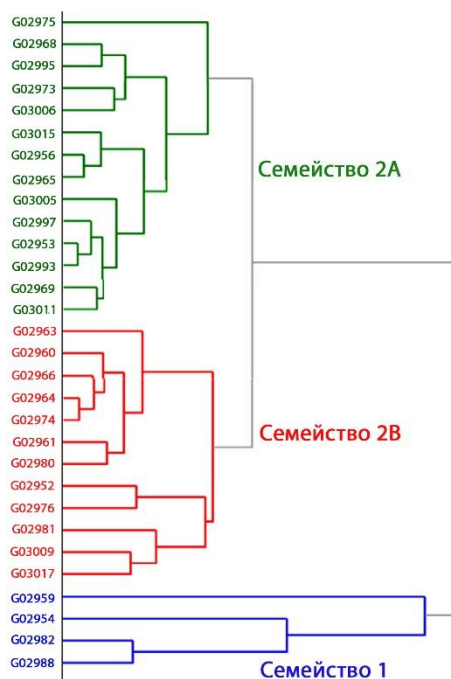


Рис. 5. Дендрограмма, иллюстрирующая генетические связи между нефтями на основе хемометрического анализа легких углеводородов, связанных с исходным органическим веществом

Fig. 5. Dendrogram illustrating genetic relationships between oils based on chemometric analysis of light hydrocarbons associated with the original organic matter

Кроме того, соотношение C_{28}/C_{29} -стерана, которое составляет менее 0,7 для нефтей семейства 1, указывает на палеозойский возраст нефтематеринских пород. Несмотря на относительно невысокое содержание стеранов и диастеранов, относительно повышенное соотношение диастеран/обычный стеран для стеранов C_{27} и C_{29} указывает на происхождение из терригенных пород с высоким содержанием глинистого материала [8, 9]. На рис. 6 показано, что пробы нефти семейства 1 (представленные в виде синих треугольников) заметно отличаются от других более высоким содержанием стерана и диастерана C_{29} . Это нефти палеозойского возраста [10].

Нефть, относящаяся к семейству 1, демонстрирует относительно низкие значения $Pr/n-C_{17}$ и $Ph/n-C_{18}$, что можно объяснить высокой зрелостью нефтематеринской породы [5, 6].

На рис. 6 показано, что нефти семейства 2B (помечены красным) в основном генерированы из морских органических веществ типа II, тогда как нефти семейства 2A (помечены зеленым) представляют собой смесь типа II и смешанных органических веществ типа II/III.

Это наблюдение соответствует формации Верхний Шираниш, в которой содержится небольшая доля наземного органического вещества. Интересно, что две красные точки слева (см. рис. 6), соответствующие пробам нефти G02952 и G02980, указывают на самые низкие значения $Pr/n-C_{17}$ (0,35 для обоих) и $Ph/n-C_{18}$ (0,27 и 0,28 соответственно). Значения 0,29 относятся к нефти семейства 2B и приближаются к диапазону зрелости силурийских нефтей.

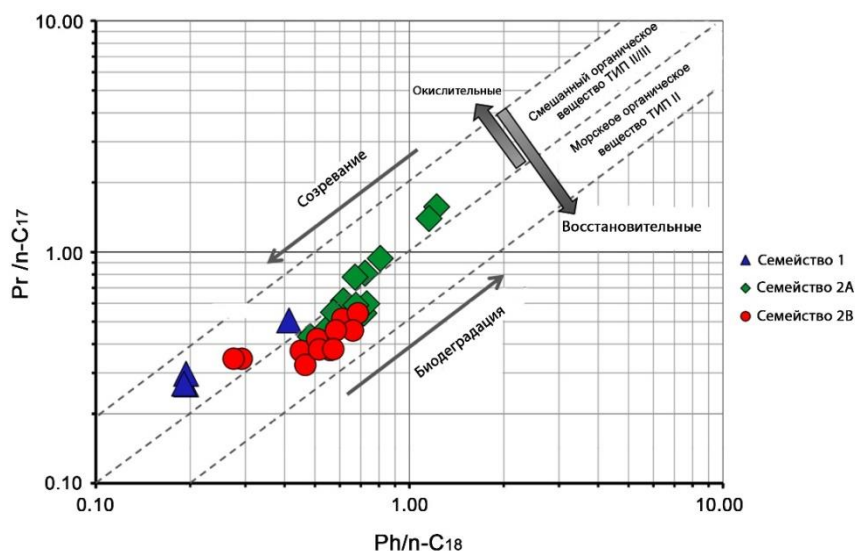


Рис. 6. Кросс-плот, демонстрирующий взаимосвязь между Pr/n-C₁₇ и Ph/n-C₁₈ для различных семейств нефти

Fig. 6. Crossplot showing the relationship between Pr/n-C₁₇ and Ph/n-C₁₈ for different oil families

Источник/Source: [5, 6]

Тройные диаграммы состава стеранов и диастеранов (рис. 7) показывают различие между двумя подсемействами нефти верхнего мела. Нефти семейства 2А имеет более высокую распространенность C₂₈-стеранов, в то время как нефти семейства

2В чаще содержат C₂₇-стераны. Соотношение диастерана и стерана варьируется от 0,15 до 1,04 для нефтей семейства 2А и от 0,33 до 1,40 для нефтей семейства 2В, что указывает на незначительный сдвиг в степени зрелости.

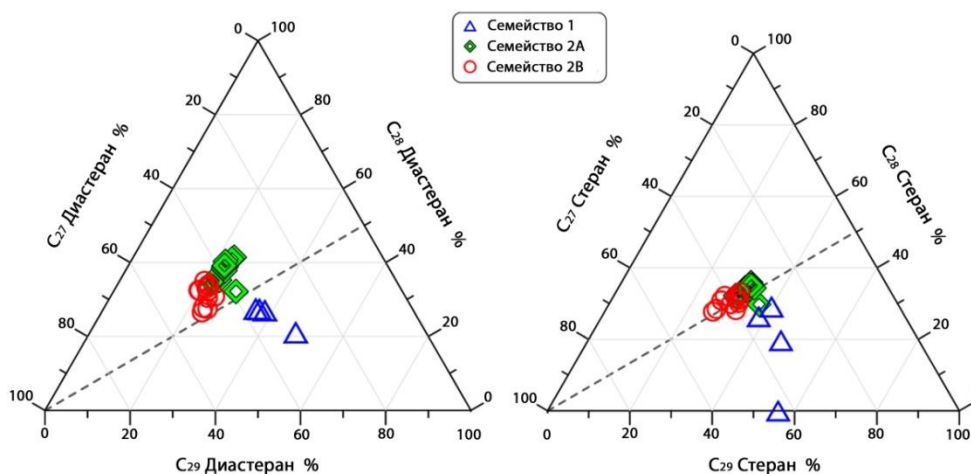


Рис. 7. Тройные диаграммы состава стеранов и диастеранов C₂₇, C₂₈ и C₂₉ для анализируемых нефтей на основе ГХ-МС-МС

Fig. 7. Triple diagrams of the composition of steranes and diasteranes C₂₇, C₂₈ and C₂₉ for the oils under analysis on the basis of GC-MS-MS

Источник/Source: [10]

Географическое распределение идентифицированных нефтяных семейств в исследуемом районе показано на рис. 8. Силурийские нефти семейства 1 (синие точки) в основном сосредоточены в юго-восточной части Евфратской впадины. Среди них пробы G02959 и G02954,

взятые из меловых отложений Жудеи, G02982 – из палеозойских коллекторов месторождения Верхний Дубайат. Заметным исключением является проба G02988 в северо-западной части, взятая из мелководного миоценового месторождения Джерибе.

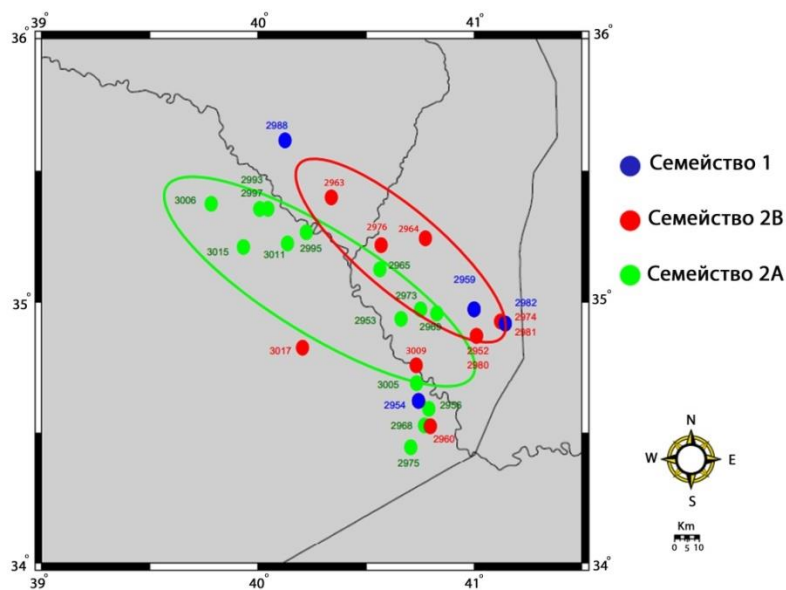


Рис. 8. Географическое распределение основных генетических семейств нефти в Евфратском грабене

Fig. 8. Geographic distribution of the main oil genetic families in the Euphrates graben

Нефти семейства 2А, предположительно из нефтематеринских пород верхнего мела (возможно, из формации Шираниш), распространены в центральной части желоба и простираются с юго-востока на северо-запад (зеленые точки). Месторождения, содержащие нефти семейства 2А, расположены в различных стратиграфических горизонтах. Например, две пробы нефти G02968 и G02975 в южном регионе взяты из палеозойских коллекторов (Нижний Дубайат), а три других нефти G02993, G02997 и G03011 в северном районе взяты из мелководных миоценовых коллекторов таких площадей, как Нижний Фарес, Джерибе и Дибат. Кроме того, вся

нефть в центральном районе Грабена добывается из меловых отложений (Рутба, Мулусса Ф и Нижний Шираниш). Более молодой возраст и меньшая глубина коллекторов на северо-западе дают представление о путях миграции нефти в пределах этого района.

Пробы нефти семейства 2В, предположительно из формации Рамах отобраны на северо-восточном краю желоба из меловых отложений (нижний Рутбах). В южном регионе проанализированы три нефтяных месторождения: пробы нефти G03017 (палеозойское Дубайатское месторождение), G03009 (меловая Рутба) и G02960 (меловое, Эрек).

Некоторые нефти (например, обр. G02981, G02952 и G02980) отобраны из тех же скважин или скважин, расположенных в непосредственной близости от добывающих нефть из силурийских пород-коллекторов. По сравнению с другими нефтями 2В, эти нефти имеют значительно более высокий уровень зрелости и требуют более детального исследования.

Эти нефти имеют признаки, указывающие на высокоглинистый состав нефтематеринских пород, малораспространенных в формациях верхнего мела. Это обстоятельство дает основание предполагать о потенциальной возможности смешивания флюидов силурийских и верхнемеловых источников при формировании этих нефтей. Следует отметить, что нефти G02959 и G02961 из одной скважины, но с разными свойствами, относятся к разным семействам нефтей. Пробы G02974 и G02982, взятые из двух скважин в одной и той же среде, показывают разные составы нефти. Это подчеркивает ведущую роль тектонических процессов в Евфратской впадине и их влияние на миграционные процессы и пространственное перераспределение углеводородов.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Алясеен М.Х., Аани Я.* Нефтегазоносность Евфратского грабена в Сирии // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17, № 6. С. 6–14. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2019-6-6-14>
2. *Yousef I., Morozov V.P., El Kadi M., Alaa A.* Tectonic and erosion features, and their influence on zonal distribution of the Upper Triassic and the Lower Cretaceous sediments in the Euphrates graben Area, Syria // Геодинамика и тектонофизика. 2021. Т. 12, № 3. С. 608–627. <https://doi.org/10.5800/GT-2021-12-3-0541>
3. *Алясеен М.С.Х.* Оценка параметров нефтегазовых пластов в сирийском бассейне Расафа по данным сейсмической инверсии // Инновации и инвестиции. 2020. № 10. С. 131–136.

Заключение

Проведенное нами комплексное геохимическое исследование углеводородных систем в пределах Евфратского грабена позволило получить ценные сведения о корреляции, классификации и распределении нефтей. Благодаря тщательному анализу с использованием статистических методов и геохимических исследований выделены отдельные семейства нефтей и определены особенности их географического и стратиграфического распределения. Полученные результаты не только углубляют знания о сложных углеводородных системах этого региона, но и способствуют расширению знаний о стратегиях разведки и добычи нефти. В дальнейшем полученные в ходе исследования выводы будут использованы и помогут в эффективной разведке и эксплуатации углеводородных ресурсов в Евфратском грабене и аналогичных геологических условиях по всему миру.

В будущих работах планируется расширить исследования в этой области для получения достаточно ясных и четких ответов на некоторые, пока не рассмотренные вопросы.

4. *Жомаа Ж., Хафизов С.Ф.* Корреляция геохимических характеристик нефти и нефтематеринских пород месторождений центральной и северо-восточной частей Сирии // Нефтяное хозяйство. 2024. № 5. С. 35–41. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-5-35-41>
5. *Peters K.E., Fraser T.H., Armis W.* et al. Geochemistry of crude oils from Eastern Indonesia // AAPG Bulletin. 1999. Vol. 83, No. 12. <https://doi.org/10.1306/E4FD4643-1732-11D7-8645000102C1865D>
6. *Peters K.E., Clutson M.J., Robertson G.* Mixed marine and lacustrine input to an oil-cemented sandstone breccia from Brora, Scotland // Organic Geochemistry. 1999. Vol. 30, No. 4. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00216-2](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00216-2)
7. *Holba A.G., Dzou L.I.P., Masterson W.D.* et al. Application of 24-norcholestanes for constraining source age of petroleum // Organic Geochemistry. 1998. Vol. 29, No. 5–7. P. 1269–1283. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00184-3](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00184-3)
8. *Grantham P. J., Wakefield L.L.* Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time // Organic Geochemistry. 1988. Vol. 12, No. 1. P. 61–73. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90115-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90115-5)
9. *Moldowan J.M., Seifert W.K., Gallegos E.J.* Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks // AAPG Bulletin. 1985. Vol. 69, No. 8. P. 1255–1268. <https://doi.org/10.1306/ad462bc8-16f7-11d7-8645000102c1865d>
10. *Peters K.E., Moldowan J.M., Schoell M., Hemphins W.B.* Petroleum isotopic and biomarker composition related to source rock organic matter and depositional environment // Organic Geochemistry. 1986. Vol. 10, No. 1–3. P. 17–27. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90006-9](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90006-9)

Информация об авторе

Жомаа Жомаа – аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия;
e-mail: allordjoma95@gmail.com

Поступила в редакцию 22.10.2024

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art7>

Analysis of geochemical parameters of hydrocarbon systems within the Euphrates graben: Oil–oil correlation based on cluster analysis*

J. Jomaa ✉

National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Abstract. *Background.* The article is devoted to the analysis of geochemical features of hydrocarbon systems within the Euphrates graben located in the Middle East. *Objective.* To correlate oils produced from various reservoirs in the region. *Materials and methods.* Using statistical methods, the studied oil samples were divided into separate clusters to obtain information on the correlation, classification and distribution of oils. *Results.* A comprehensive geochemical study of hydrocarbon systems within the Euphrates graben made it possible to identify individual oil families and determine the features of their geographic and stratigraphic distribution. *Conclusions.* The data obtained provide valuable information on the genesis, migration routes and formation of hydrocarbon deposits within the Euphrates graben for oil exploration and production in the region.

Keywords: hydrocarbon systems, Euphrates graben, geochemical analysis, oil–oil correlation, statistical classification

Funding: the work received no funding.

For citation: Jomaa J. Analysis of geochemical parameters of hydrocarbon systems within the Euphrates graben: Oil–oil correlation based on cluster analysis. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 4. P. 415–429. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art7>

* The article is based on the report presented at the 7th All-Russian Youth Scientific Conference “Actual Problems of Oil and Gas”, 16–18 October 2024, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

✉ Jomaa Jomaa, e-mail: allordjomaa95@gmail.com

© Jomaa J., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Alyaseen M.H., Aaney Ya. Oil and gas potential of the Euphrates graben in Syria. *Neftegazovoe delo*. 2019. Vol. 17, No. 6. P. 6–14. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2019-6-6-14>
2. Yousef I., Morozov V.P., El Kadi M., Alaa A. Tectonic and erosion features, and their influence on zonal distribution of the Upper Triassic and the Lower Cretaceous sediments in the Euphrates graben Area, Syria. *Geodynamics & Tectonophysics*. 2021. Vol. 12, No. 3. P. 608–627. <https://doi.org/10.5800/GT-2021-12-3-0541>
3. Alyaseen M.S.H. Estimation of the parameters of oil and gas reservoirs in the Syrian Rasafa basin using seismic inversion data. *Innovatsii i investitsii*. 2020. No. 10. P. 131–136. (In Russ.).
4. Jomaa J., Khafizov S.F. Correlation of geochemical characteristics of oil and source rocks of fields in the central and North-Eastern parts of Syria. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2024. No. 5. P. 35–41. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-5-35-41>
5. Peters K.E., Fraser T.H., Armis W. et al. Geochemistry of crude oils from Eastern Indonesia. *AAPG Bulletin*. 1999. Vol. 83, No. 12. <https://doi.org/10.1306/E4FD4643-1732-11D7-8645000102C1865D>
6. Peters K.E., Clutson M.J., Robertson G. Mixed marine and lacustrine input to an oil-cemented sandstone breccia from Brora, Scotland. *Organic Geochemistry*. 1999. Vol. 30, No. 4. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00216-2](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00216-2)
7. Holba A.G., Dzou L.I.P., Masterson W.D. et al. Application of 24-norcholestanes for constraining source age of petroleum. *Organic Geochemistry*. 1998. Vol. 29, No. 5–7. P. 1269–1283. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00184-3](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00184-3)
8. Grantham P. J., Wakefield L.L. Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time. *Organic Geochemistry*. 1988. Vol. 12, No. 1. P. 61–73. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90115-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90115-5)
9. Moldowan J.M., Seifert W.K., Gallegos E.J. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *AAPG Bulletin*. 1985. Vol. 69, No. 8. P. 1255–1268. <https://doi.org/10.1306/ad462bc8-16f7-11d7-8645000102c1865d>
10. Peters K.E., Moldowan J.M., Schoell M., Hemphkins W.B. Petroleum isotopic and biomarker composition related to source rock organic matter and depositional environment. *Organic Geochemistry*. 1986. Vol. 10, No. 1–3. P. 17–27. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90006-9](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90006-9)

Information about the author

Jomaa Jomaa – Postgraduate, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; e-mail: allordjomaa95@gmail.com

Received 22.10.2024