

УДК 553.982.2

ГЕОХИМИЧЕСКИЙ АТЛАС ПО «ФИНГЕРПРИНТИНГУ» НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

Е.Ш. Сейтхазиев, Р.Н. Утеев,
Н.Д. Сарсенбеков, Е.Т. Тасеменов, А.К. Досмухамбетов

В данной статье представлен «геохимический атлас нефти» 18 месторождений АО «Эмбамунайгаз» по результатам фингерпринтинга, проведенного на базе Центральной научной лаборатории исследований (ЦНЛИ) Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг». Данный вид геохимического анализа позволяет классифицировать нефти по химическому составу и дает дополнительную информацию по продуктивному горизонту месторождения. Для выполнения исследования были применены высокотехнологическое оборудование и инструменты для интерпретации данных. Полученные данные можно применить для уточнения вопросов во время разработки месторождений и ориентировать направления поисково-оценочных и геологоразведочных работ перспективных нефтегазоносных комплексов. В данной статье сформированы и сгруппированы результаты геохимических исследований месторождений компании АО «Эмбамунайгаз», представлено общее видение для продолжения работ в области геологоразведки.

Ключевые слова: геохимия, хроматография, «фингерпринтинг нефти», миграция углеводородов.

Введение

Одним из направлений геохимического изучения нефти в мировой практике являются исследования резервуарной нефти – так называемый «фингерпринтинг нефти». Фингерпринтинг нефти (англ. fingerprint – отпечаток пальца) – это «отпечатки» нефти, которые используются для выявления различия или сходства нефти в пределах продуктивного пласта, залежи месторождения или бассейна на молекулярном уровне. Это дает информацию о флюидодинамической сообщаемости площадей нефтеносности, которая позволяет определить возникшие проблемы в процессе разработки месторождения (текущее состояние и целостность скважин) открыть новые горизонты в области геологоразведки (направленная миграция углеводородов (далее – УВ), оценить нефтегазоносность площади).

Наиболее актуальной проблемой для большинства недропользователей является восполнение ресурсной базы ввиду уменьшения остаточных извлекаемых запасов нефти в процессе разработки. Вследствие этого недропользователи вынуждены искать более доступные и достоверные методы изучения месторождений и структур. Технология фингерпринтинга нефти является не только самым доступным (бюджетным), но также научно обоснованным и достоверным способом для получения информации о путях миграции УВ в пределах нефтегазоносного бассейна.

На рис. 1 показано, как интеграция геохимических и геофизических данных увеличивает результативность разведки более чем в два раза по сравнению с использованием только геофизических данных на примере одной из западных компаний [1]. Представленная зависимость открытых новых геологических запасов нефти от количества пробуренных разведочных скважин (всего 165 ед., из которых 120 скважин оказались «сухими» и только 45 – продуктивными) проиллюстрирована на примере одного из месторождений на Аляске. Рассмотрены три сценария успешности бурения и совокупность влияния методов исследования. На данном графике (рис. 1) наглядно показана роль геохимических и геофизических исследований и их совместной интерпретации, повышающих эффективность прогнозирования до 63%. В качестве геохимических данных были использованы сведения о нефтематеринской породе в плане термической зрелости, генеративного потенциала, времени генерации, миграции и аккумуляции УВ относительно формирования ловушек, направлений миграции УВ и т.д.

Метод фингерпринтинга успешно применяется для анализа нефти месторождений разных стран (Канады, США, Кувейта, Нигерии, Великобритании и др.) уже более 30 лет [2–6]. Например, на основе сравнения «лепестковой» диаграммы нефти месторождения Северного моря Айдер (Eider) с нефтями других соседних место-

рождений, таких как Терн (Tern), Корморан (Cormoran) и Оттер (Otter), было доказано, что нефти месторождения Айдер мигрировали с северо-восточного направления, начиная от месторождения Оттер. Благодаря данной информации была пробурена скважина EA10S1 в сводовой части по направлению разлома, давшая достаточно высокий приток нефти, тем самым подтверждая пути миграции УВ (рис. 2). Недостатком данного метода является то, что метод применяется только для небодеградированных нефтей (не применим на биодеградированной нефти и нефти с высокой термической зрелостью).

В Казахстане впервые начали применять данный метод на базе Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг». За последние 5 лет выполнены анализы более чем 4500 образцов нефти из 117 месторождений и структур Казахстана и России, накоплена огромная база данных по осадочным бассейнам.

С 2015 г. АО «Эмбаунайгаз» активизировало геологоразведочные работы, были определены приоритетные направления для проведения поисково-разведочных работ. В 2017–2019 гг. в геохимической лаборатории выполнялись комплексные исследования 546 образцов нефти 33 разных месторождений. Как было отмечено, ос-

новным показателем, который лимитирует проведение исследования, является биодеградация и высокая термическая зрелость испытуемого материала. По этим показателям не удалось определить все образцы меловых отложений (Терень-Узюк, Каратон, Акнияз, Молдабек Восточный, Кондыбай) и некоторые пробы юрских (Забурунье, Ровное, Уз).

Целью данного исследования является создание атласа по фингерпринтингу нефтей месторождений АО «Эмбаунайгаз». Геохимический атлас нефти позволит классифицировать нефти по химическому составу, рассмотреть вопросы разработки и геологоразведки. Для уточнения геологических неопределённостей требуется рассмотреть результаты данного исследования совместно с геолого-геофизическими материалами месторождений.

Методология исследования

Отбор проб и подготовка образцов нефти

Отбор образцов нефти, процедура транспортировки и подготовки образцов к исследованиям проводились согласно внутренним стандартам филиала (рис. 3). Все образцы нефти были отобраны из различных зон накопления нефти и разных стратиграфических горизонтов.

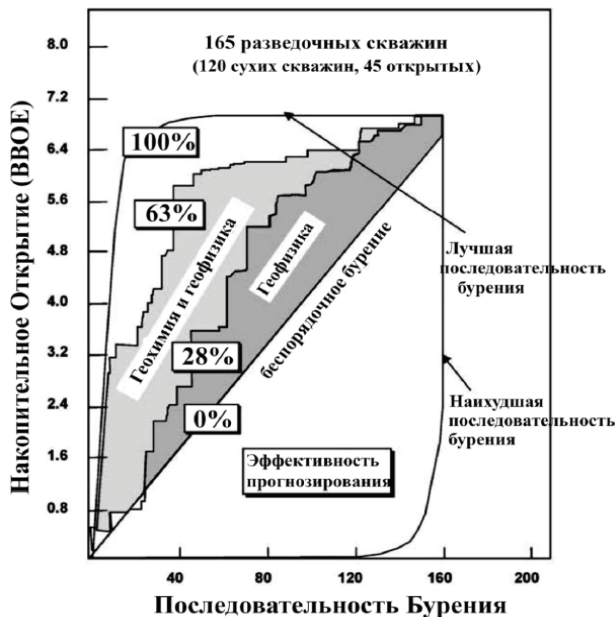


Рисунок 1. Применение геохимии нефти и газа для повышения эффективности прогнозирования нефтегазоносности (измененный рисунок, [1])

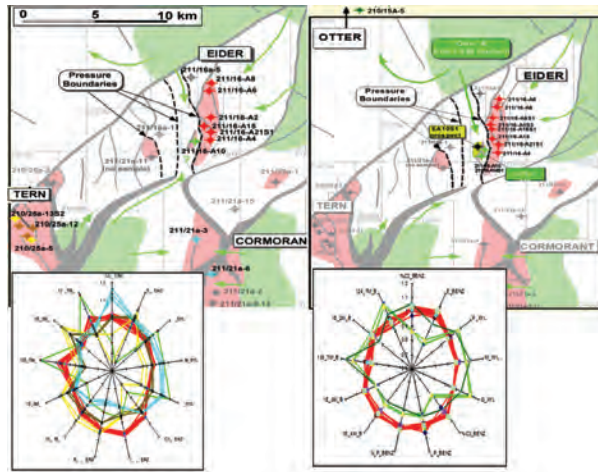


Рисунок 2. Воспроизведение миграции флюидов и заполнения коллектора по результатам фингерпринтинга нефти



Рисунок 3. Процедура подготовки образцов

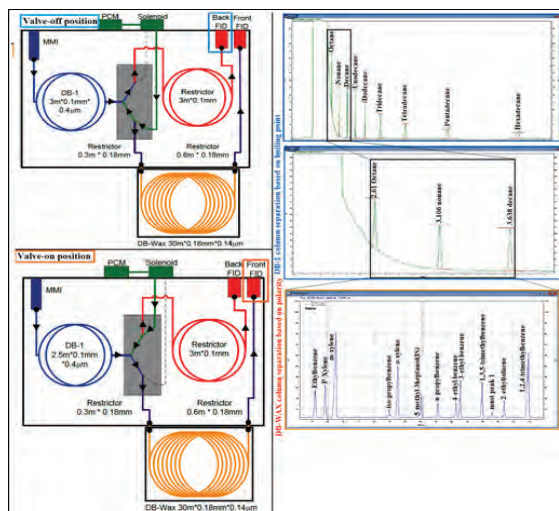


Рисунок 4. Схема и принцип работы газового хроматографа с двумя пламенно-ионизационными детекторами LTM-MD-GC

Газохроматографический анализ на LTM-MD-GC

Для фингерпринтинга использовался многомерный газовый хроматограф Agilent 7890B с двумя пламенно-ионизационными детекторами (FID) с целью определения ароматических компонентов с низкой термальной массой. На рис. 4 представлена схема и принцип работы газового хроматографа с двумя пламенно-ионизационными детекторами (LTM-MD-GC): в положении закрытого клапана («valve off position») все *n*-алканы в составе нефти проходят через колонку первичного разделения (DB-1), затем через ограничитель («restrictor») и выходят из заднего детектора FID.

Ароматические компоненты (12 графических пиков) в составе нефти, которые выходят между октаном (C₈) и деканом (C₁₀), разделяются во второй колонке DB-Wax в открытом положении клапана («Valve-on position») и фиксируются на переднем детекторе («Front FID»).

Для количественного и качественного анализа нефти перед началом анализа на LTM-MD-GC в пробы нефти добавлялся 5-метил-3-гептанон. Стандартная смесь *n*-алканов состоит из нескольких углеводородов от C₆ до C₁₅. По полученной хроматограмме необходимо идентифицировать пики *n*-алканов от октана (C₈) до декана (C₁₀) и определить отрезок времени удерживания, который в дальнейшем будет использоваться для определения метода анализа с двумя пламенно-ионизационными детекторами одновременно.

Время удерживания каждого компонента в виде пика на хроматограмме зависит от молекулярной массы (MW) и температуры кипения (BT) каждого компонента. Чем меньше молекулярная масса и ниже температура кипения, тем быстрее выход компонентов нефти. Например, этилбензол (MW – 106,17 г/моль, BP – 136°C) выходит раньше, чем 4-этилтолуол (MW – 120,19 г/моль, BP – 162°C) и 1,3,5-триметилбензол (MW – 240,4 г/моль, BP – 164,7°C). Структуры, молекулярные массы и формулы ароматических компонентов представлены на рис. 5.

Интерпретация результатов анализа фингерпринтинга нефти

Метод фингерпринтинга нефти с использованием многомерной газовой хроматографии с низкой термальной массой и ароматических компонентов позволяет провести корреляцию «нефть-нефть», то есть провести корреляцию нефти между скважинами, между пластами и между месторождениями, выявить схожесть и различия нефти. Для корреляции нефти продуктивных пластов используются соотношения 12 ароматических пиков на хроматограммах LTM-MD-GC (рис. 6), по которым строятся так называемые «лепестковые» диаграммы, наглядно иллюстрирующие сходство и различие флюидов.

Все пробы на LTM-MD-GC были проанализированы дважды для достоверности исследований. Результаты данного анализа показали высокую точность сходимости и воспроизводимости, а погрешность метода составляет менее 1% (из числа проб, не подвергшихся биодеградации).

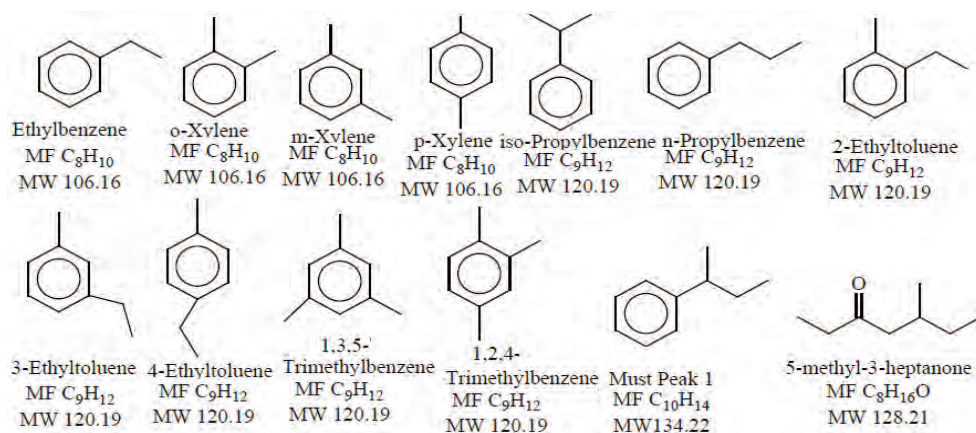


Рисунок 5. Молекулярные структуры, формулы ароматических компонентов, используемых для фингерпринтинга нефти

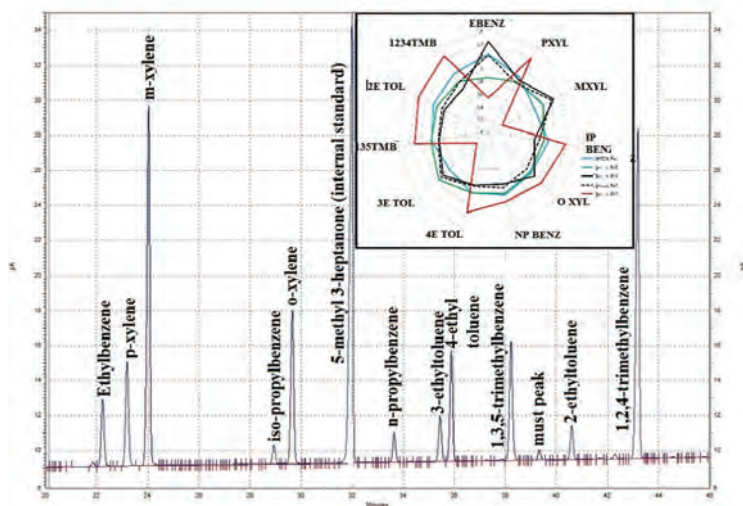


Рисунок 6. Хромотограмма представительной нефти на LTM-MD-GC и результаты «фингерпринтинга» нефти в виде «лепестковой» диаграммы

Интерпретация полученных результатов геохимических исследований

Несмотря на продолжающиеся разведочные исследования, до сих пор существуют вопросы о генетической принадлежности и источниках нефти месторождений, относящихся к Астраханско-Актюбинской системе поднятий. Генетическая типизация исследованных образцов нефти свидетельствует о наличии различных генетических разновидностей нефти месторождений АО «Эмбаунайгаз», в основном связанных с разными генерационными источниками – материнскими породами карбонатных (9 месторождений) и глинистых (24 месторождений) формаций [7].

По биомаркерному составу нефти выявлено, что осадконакопление органического вещества (далее – ОВ) нефти карбонатных происхождений (Акнияз, Актобе, Досмухамбетовское, Кисимбай, Каратон, Терень-Узюк, Карасор, С. Нуржанов, Западная Прорва) образовывались в неглубоких условиях залегания, в то время как ОВ месторождений Северный Котырмас, Восточный Молдабек, Б. Жоламанов, Уаз, Кондыбай, Северный Жолдыбай, Восточный Мапат, Кошкар, Байчунас, Ботакан, Корсак, Алтыкуль, Косчагыл, Кульсары, Аккудук, Акинген, Гран, Ровное, Жанаталап, С. Балгимбаев, Забурунье, Юго-Восточное Камышитовое, Юго-Западное Камышитовое и структуры Лиман осаждались в глубокой морской среде. По результатам исследования Peters et al (2005) [8] пред-

полагаемый возраст нефти карбонатного происхождения относится к палеозойским отложениям. Такие данные хорошо согласуются с результатами сейсмических исследований бассейна. Согласно исследованиям Ескожа Б.А. и др. (2019) [9], в результате тектонического движения в позднедевонский и раннекаменноугольный период в регионе Каратон-Тенгизского поднятия наблюдались мелководные условия, образовывались шельфовые карбонаты, а изолированные карбонатные постройки формировались на поднятых частях. Вопрос возраста нефтематеринских пород нефти глинистого (терригенного) происхождения остается открытым, т.к. возрастные параметры дают разные значения. Для воспроизведения маршрутов миграции углеводородов и заполнения коллектора важную информацию может дать метод фингерпринтинга нефти.

В данной работе использовались 223 небиодеградируемых образцов нефти 18 месторождений и структур АО «Эмбаунайгаз». Все месторождения относятся к Астраханско-Актюбинской системе поднятий, опоясывающих южную и юго-восточную часть Прикаспийского бассейна. Для наглядности атласа по фингерпринтингу нефти все изучаемые месторождения были распределены на 3 группы по географическим признакам и результатам биомаркерных исследований нефти:

1. Месторождения, относящиеся к Каратон-Тенгизскому поднятию (Прорвинская группа месторождений): Досмухам-

бетовское, Актобе, С. Нуржанов, Западная Прорва, Карасор. По результатам биомаркерного анализа нефти этой группы имеют ОВ карбонатного происхождения.

2. Месторождения, относящиеся к отдельным куполам Биикжальского свода: Аккудук, Акинген, Восточный Макат, Северный Котыртас, Б. Жоламанов, Ботакан, Алтыколь, Кульсары, Карсак. По результатам биомаркерного анализа нефти данной группы относятся к ОВ глинистого происхождения.

3. Месторождения, относящиеся к Северо-Каспийскому своду (Новобогатинское и Октябрьское поднятия): соляной купол Мартыши – С. Балгимбаев, Лиман, Гран, Юго-Восточное Камышитовое, Юго-Западное Камышитовое и отдельный соляной купол Жанаталап. По распределению биомаркеров нефти данной группы имеют признаки глинистого и карбонатного генезиса.

Необходимо отметить, что нефти некоторых изученных структур и месторождений (Терень-Узюк, Акияз, Каратон, Восточный Молдабек, Северный Жолдыбай, Уаз, Кондыбай, Байчунас, Кошкар, Забурунье, Ровное) в связи с высокой степенью биодеградации оказались непригодными для интерпретации фингерпринтинга.

Анализ группы Каратон-Тенгизского поднятия

В первую очередь было проведено сопоставление усреднённых значений ароматических компонентов в составе нефти месторождений, относящихся к Каратон-Тенгизскому поднятию, которые представлены на рис. 7 в виде «лепестковых» диаграмм. Интересно, что каждое месторождение имеет свой уникальный фингерпринтинг. Нефти Западной Прорвы и С. Нуржанов имеют идентичные «лепестковые» диаграммы, в то время как нефти месторождений Досмухамбетовское, Актобе и структуры Карасор отличаются от них и друг от друга.

По конфигурациям «лепестковых» диаграмм алкилбензолов нефти из скважин Г-2 и Г-9 структуры Карасор сильно отличаются друг от друга, что может свидетельствовать о плохой гидродинамической связи между продуктивными пластами. «Отпечатки» одной пробы нефти из скважины №406 Западной Прорвы выбиваются из общей картины, что, скорее всего, вызвано испарением углеводородов при отборе проб, судя по отсутствию легкой фракции *n*-алканов на хроматограмме.

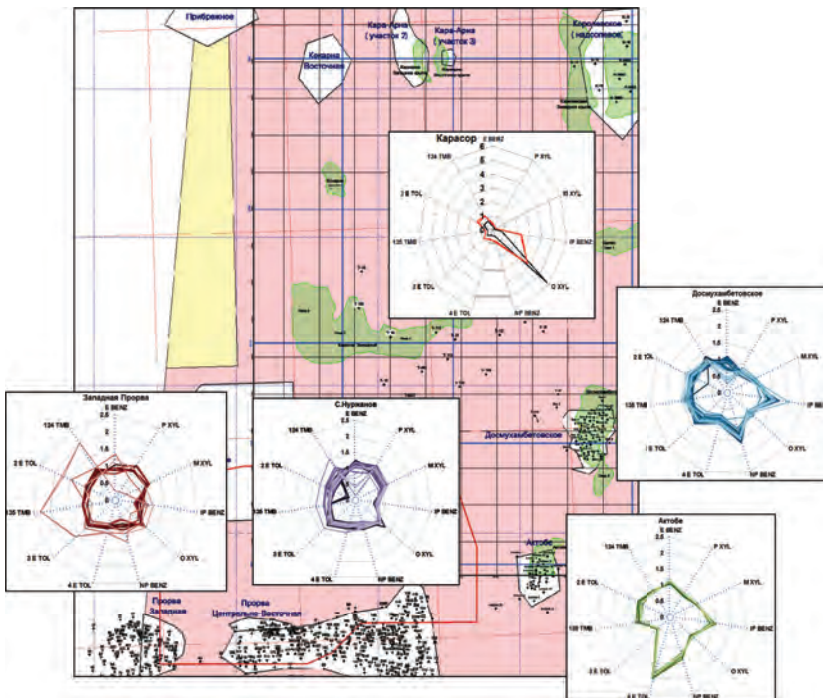


Рисунок 7. Фингерпринтинг нефти в виде «лепестковой» диаграммы месторождений, относящихся к Каратон-Тенгизскому поднятию

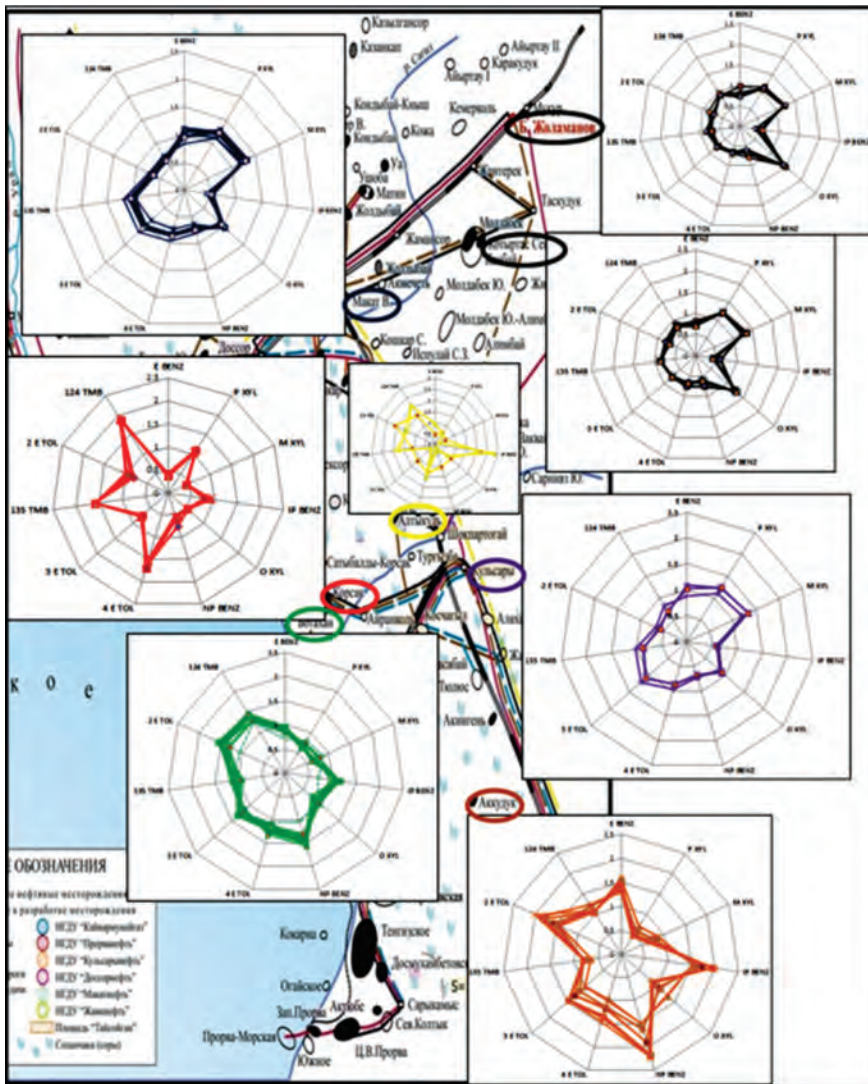


Рисунок 8. Фингерпринтинг нефти месторождений, относящихся к отдельным куполам Биикжальского свода

Анализ группы Биикжальского свода

На рис. 8 представлены результаты фингерпринтинга в виде «лепестковой» диаграммы нефти месторождений Биикжальского свода. По результатам исследования установлено, что нефти месторождений Б. Жоламанов и Северный Котыртас обладают идентичными составами ароматических компонентов. Такой же тренд наблюдается для нефтей месторождений Кульсары и Восточный Макат. Приведенные данные могут указывать на высокие перспективы нефтеносности на площадях между триасовыми отложениями Северный Котыртас и Б. Жоламанов, хотя для

детального анализа потребуются дополнительные исследования проб нефти. Также выявлено, что нефти месторождений Карсак и Ботакан отличаются друг от друга, что хорошо согласуется с результатами биомаркерного анализа.

Нефти из скважин №104 и 44 месторождения Алтыколь сильно отличаются по конфигурациям «лепестковых» диаграмм. Такое различие может быть вызвано либо присутствием разлома между ними, либо фракционированием нефти. Основываясь на линейном возрастании термической зрелости нефти по мере увеличения глубины залегания пласта (меловые нефти

объекта I менее зрелые, чем юрские нефти объектов II и III) на месторождении Алтыколь, можно допустить существование вертикальной миграции. Такой же сценарий характерен для нефти месторождения Ботакан, где нефти II пласта более зрелые, чем нефти I пласта.

Анализ группы Северо-Каспийского свода

Что касается нефтей месторождений, относящихся к Северо-Каспийскому своду, то идентичный фингерпринтинг нефти наблюдался для структуры Лиман, месторождений Гран, С. Балгимбаев, Восточного крыла месторождения Жанаталап (скважины № 230, 234, 253, 255 и 256) и некоторых скважин (№ 260, 297, 224, 276, 306, 218, 273, 289, 252 и 154) месторождения Камышитовое Юго-Западное (рис. 9). На месторождении Юго-Восточное Камышитовое наблюдаются два типа нефти, отмеченные коричневым (скважины № 425, 131) и черным цветами (остальные скважины). Некоторые пробы нефти Юго-Восточного Камышитового и Юго-Западного Камышитового имеют в определенной мере схожие составы.

Фингерпринтинг одной пробы из скважины месторождения Карачаганак (№ 241)

отличается от проб других нефтей месторождения Жанаталап. По генетическим параметрам C_{29} стеран/ C_{30} гопан и дибензотиофен/фенантрен нефти Восточного участка месторождения Жанаталап отличались от нефти Северного и Основного крыла. На месторождении С. Балгимбаев отпечатки только одной пробы нефти из скважины №15 немного выбиваются из общей картины.

Выводы

В данной статье представлены первичные результаты исследований по созданию геохимического атласа по технологии фингерпринтинга нефти с использованием образцов нефти из 18 месторождений АО «Эмбаунагаз».

Для наглядности и возможности сравнения все исследованные месторождения были разделены на три группы по их географическому расположению.

Сопоставление фингерпринтинга нефти в виде «лепестковых» диаграмм показало существенные различия в составе нефти месторождений, относящихся к Каратон-Тенгизскому поднятию: нефти месторождений Западная Прорва и С. Нуржанов обладают идентичными составами, в то время как юрские нефти ме-

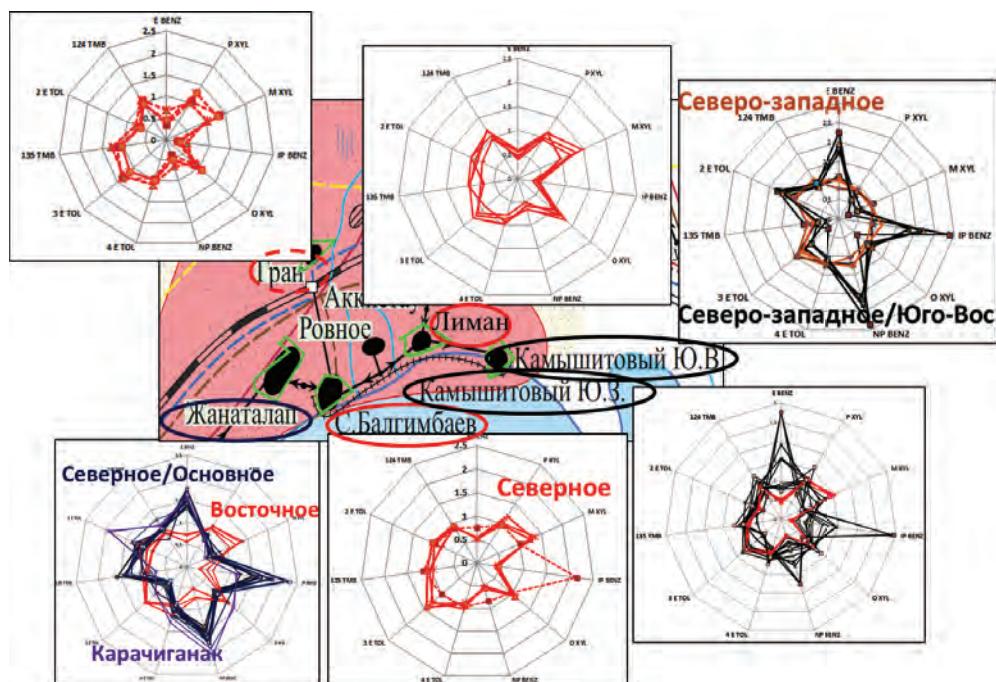


Рисунок 9. Фингерпринтинг нефти месторождений, относящихся к Северо-Каспийскому своду

сторождений Досмухамбетовское и Актобе отличаются от них и друг от друга. Нефти мелового горизонта структуры Карасор также имеют отличия от остальных нефтей.

Сопоставление значений проб нефти *8 месторождений и структур, относящихся к отдельным куполам Биикжальского свода*, указало на наличие значительного отличия их друг от друга, что отмечается разными цветами. Черты сходства ароматических компонентов в нефти месторождений Б. Жоламанов и Северный Котырмас позволяют утверждать, что триасовые отложения на площадях между ними могут иметь высокие перспективы нефтеносности. Также интересным феноменом представляется такой же тренд «идентичности», наблюдающийся между пробами нефти месторождений Кульсары и Восточный Макат.

В ходе сравнения проб нефти *месторождений Северо-Каспийского свода* были получены также весьма интересные результаты: идентичный состав ароматических компонентов в нефти структуры Лиман, месторождений Гран, С. Балгимбаев, Восточного крыла месторождения Жанаталап и нефти некоторых скважин месторождения Юго-Западное Камышитовое указывает на их генетическую близость. Отличия нефти Северного и Основного крыла от

нефти Восточного крыла месторождения Жанаталап могут свидетельствовать об их разном генетическом происхождении, что хорошо согласуется с результатами биомаркерного исследования. Некоторые нефти месторождений Юго-Восточное Камышитовое и Юго-Западное Камышитовое имеют схожие составы, а пробы нефти северо-западного крыла месторождения Юго-Западное Камышитовое имеют абсолютно другой «отпечаток» нефти, который можно рассматривать как смесь или нефть другого генезиса.

Представленные исследования являются первичными и требуют тщательного изучения в целом по бассейну с использованием дополнительных материалов (другие месторождения и геолого-геофизические данные, бассейновое моделирование). Несомненно, результаты геохимических исследований могут играть важную роль в оценке перспективности нефтегазосности осадочных бассейнов при условии интеграции с геолого-геофизическими данными. Таким образом, геохимический атлас, созданный с использованием метода фингерпринтинга нефти, позволит в будущем ориентировать направление поисково-оценочных и геологоразведочных работ на перспективные нефтегазоносные комплексы.

Список использованной литературы

1. Peters K.E., Fowler M.G. Applications of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management. – Organic Geochemistry, 2002, volume 33, issue 1, p. 5–36.
2. Ganz Herwig, M Hempton, F van der Veen and R Kreulen, Integrated Reservoir geochemistry: Finding Oil by Reconstructing migration pathways and Paleo Oil-water condition. Society of Petroleum Engineers, SPE 56896, Aberdeen, Scotland, 1999, vol 1, p. 1–7.
3. Mccaffrey M. A, Baskin David, Brooks A. Patterson Oil fingerprinting dramatically reduces production allocation costs. Journal «World Oil», 2012, p. 55–59;.
4. Van Bergen P. F, Gordon M. Production geochemistry: fluids don't lie and the devil is in the detail. Special Publications, Geological Society, London, 2018, p. 484.
5. Dekker R., Tegelaar E., Perrotta S.D, Miller, Varlet X. Le, C-A. Hasler Narhari, J.D. Rao, N. Neog, A.A. Dwindt, S. Al-Haidar, Dashti Q. Determination of fluid connectivity in the Middle Marrat of the Jurassic Fields of North Kuwait using oil fingerprinting. SPE-188375-MS. Abu Dhabi, UAE, 2017, vol 2, pages 1–6.
6. Stout S., Allen D.U. and Boehm P., Recognition of and Allocation Among Multiple Sources of PAH in Urban Sediments. Environmental Claims Journal, 2001, Vol 13, issue 4, p. 141–158.
7. Сейтхазиев Е.Ш., Генетическая типизация нефти карбонатного происхождения на месторождениях южной части Прикаспийской впадины, «SOCAR» proceedings» Азербайджан, 2019 г, №3, с. 40–60.
8. Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M. The Biomarker Guide: Volume 2, Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. 2005, vol. 2, p. 1155.
9. Ескожа Б.А, Аймагамбетов М.У., Исмагулова С.А. Роль процесса осадконакопления в формировании ловушек нефти и газа в позднем палеозое прикаспийской впадины. – «Нефть и газ» 2019, № 2 (110), с. 43–61.

«ЕМБАМУНАЙГАЗ» АҚ КЕНОРЫНДАРЫНДАҒЫ МҰНАЙ «ФИНГЕРПРИНТИНГІ» БОЙЫНША ГЕОХИМИЯЛЫҚ АТЛАС

Е.Ш. Сейтхазиев, Р.Н. Өтеев,
Н.Д. Сарсенбеков, Е.Т. Тасеменов, К. Досмухамбетов

Бұл мақалада ЖШС «ҚМГ Инжиниринг» Атырау филиалының орталық ғылыми-зерттеу зертханасы (ОФЗЗ) негізінде жасалынған «фингерпринтинг» нәтижелері бойынша «Ембімұнайгаз» АҚ-ның 18 кен орнындағы «мұнайдың геохимиялық атласы» ұсынылған. Геохимиялық анализдің бұл түрі мұнайды химиялық құрамы бойынша жіктеуге мүмкіндік береді және өндірістік горизонт / кен орны туралы қосымша ақпарат береді. Зерттеуді жүргізу үшін жоғары технологиялық жабдықтар мен мәліметтерді интерпретациялауға арналған заманауи құралдар қолданылды. Алынған мәліметтерді кен орнын игеру кезіндегі мәселелерді нақтылау үшін және перспективті мұнай-газ кешендерін іздеу, бағалау және барлау жұмыстарының бағыттарын туралау үшін пайдаланылуға болады. Бұл мақалада «Ембімұнайгаз» АҚ кен орындарының геохимиялық нәтижелері анықталып, топтарға бөлінген және геологиялық барлау саласындағы жұмыстарды жалғастыру үшін жалпы көріністер ұсынылған.

Түйінді сөздер: геохимия, хроматография, мұнайдың «фингерпринтингі», көмірсутектердің миграциясы.

GEOCHEMICAL ATLAS OF «OIL FINGERPRINTING» FOR FIELDS OF «EMBAMUNAYGAS» JSC

Y.Sh.Seitkhaziyev, R.N. Uteyev,
N.D. Sarsenbekov, E.T. Tassemenov, A.K. Dosmukhambetov

This article presents «geochemical atlas of oil» for 18 fields of Embamunaigas JSC based on the results of fingerprinting carried out in the Central Scientific Research Laboratory (CSRL) of the Atyrau branch of KMG Engineering LLP. This type of geochemical analysis allows to classify oil by chemical composition and provides additional information on productive pay zones and fields. To carry out the study, high-tech equipment and modern tools for data interpretation were applied. The data obtained can be used to deal with issues during field development and orient the areas of prospecting, evaluation and exploration work to promising oil and gas complexes. The article summarizes the results of geochemical studies of Embamunaigas fields and presents further vision for geological exploration.

Keywords: geochemistry, chromatography, «oil fingerprinting», hydrocarbon migration.

Информация об авторах

Сейтхазиев Есимхан Шереханович – соискатель ученой степени PhD (SOCAR), магистр наук в области «нефтегазовая геохимия» (Newcastle University), заведующий лабораторией геохимических исследований нефти, воды и породы, seitkhaziyev.y@lpcmg.kz.

Өтеев Рахим Нагангалиұлы – доктор наук PhD по геологии (Université Henri Poincaré, Nancy), директор.

Сарсенбеков Нариян Данибекович – соискатель ученой степени PhD (SOCAR), управляющий директор по лабораторным исследованиям, sarsenbekov.n@lpcmg.kz.

Досмухамбетов Абдрахман Куандықұлы – инженер лаборатории геохимических исследований нефти, воды и породы, dosmukhambetov.a@lpcmg.kz.

Атырауский филиал ТОО «ҚМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

Тасеменов Ернур Тасеменович – директор департамента геологоразведочных работ, e.tasemenov@emg.kmgep.kz.

АО «Эмбаунайгаз», г. Атырау, Казахстан