

УДК 553.982.2

ФИНГЕРПРИНТИНГ И БИОМАРКЕРНЫЙ АНАЛИЗ НЕФТИ АКШАБУЛАКСКОЙ ГРУППЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТИПОВ НЕФТЕЙ

Е.Ш. Сейтхазиев, Р.Н. Утеев, М.К. Мустафаев, Ш. Лю, Н.Д. Сарсенбеков, А.К. Досмухамбетов

В данной статье представлены результаты фингерпринтинга 128 образцов нефти, полученных из всех добывающих скважин на трех месторождениях Акшабулакской группы для определения типов нефтей. По результатам данного анализа было выявлено четыре группы нефтей. Первую группу образуют нефти нижних объектов (III-IV-V) южного и северного свода, верхнего объекта I южного свода Акшабулак Центральный и всех объектов северного свода Акшабулак Южный. Вторая группа нефтей была выделена в скважинах, разрабатывающих объект I северного свода Акшабулак Центральный, в то время как нефти в продуктивных горизонтах Акшабулак Восточный и русловых отложений Акшабулак Центральный формируют третью группу. К четвертой группе относится одна проба нефти другого происхождения со скв.37, вскрывающей русло №13 на Южном Акшабулак.

На 39 пробах нефти проводился биомаркерный анализ, по результатам которого выявлено, что нефти образовались в терригенных (глинистых) ОВ, осаждавшихся в озерной среде. По термическим параметрам, нефти Восточного Акшабулака менее зрелые, чем нефти Акшабулак Центрального и Акшабулак Южного, несмотря на своё относительно глубокое залегание. На основании выполненных работ, в заключении представлены перспективные зоны накопления углеводородов для приращения ресурсов и запасов УВ в будущем.

Ключевые слова: биомаркеры, фингерпринтинг нефти, стераны, диастераны, нефтематеринская порода, термическая зрелость, корреляция

Введение и предыдущие исследования

Месторождения Акшабулакской группы, которые были открыты в 1987–90 гг., расположены в Южно-Тургайском бассейне. Они состоят из трех разных месторождений: Акшабулак Центральный, Акшабулак Восточный и Акшабулак Южный, расположение которых представлено на рис. 1 по координатам X и Y. Среди месторождений ТОО СП «Казгермунай» Акшабулак Центральный является самым крупным, хотя выработанность его запасов уже составляет 80,7%, в то время как выработанность запасов Акшабулак Восточный и Акшабулак Южный составляют 63 и 70% соответственно [1]. Скважины пробурены на южном и северном куполах как на Южном Акшабулаке, так и на Центральном Акшабулаке (рис. 1).

Залежи нефти и газа в этих месторождениях связаны с отложениями нижнего неокома и верхней, средней юры. На Центральном Акшабулаке все скважины добывающего фонда разрабатываются на 5 объектах мелового и юрского отложений (1600–1900 м), а на Восточном Акшабулаке (2000–2100 м) и Южном Акшабулаке (1750–1900 м) разрабатываются 3 объекта [2] (табл. 1).

Одной из особенностей м. Акшабулак Центральный и Акшабулак Южный является наличие палеорусел, которые были обнаружены по результатам сейсмических исследований, и продуктивность которых доказана бурением и опробованием скважин, поэтому скважины объекта II на Центральном Акшабулаке вскрывают русловые отложения [2].

Таблица 1. Объекты разработки месторождений Акшабулакской группы

Месторождения	I объект	II объект	III объект	IV объект	V объект
Акшабулак Центральный	M-II-1/M-II-2	русловые отложения: Ю-0-1/Ю-0-2, Ю-1,	Ю-IIIa, Ю-III	нерусловые отложения: Ю-0-1/Ю-0-2/Ю-1	Ю-II
Акшабулак Южный	M-II Ю-0-1	Ю-0-II Ю-1	Ю-III	-	-
Акшабулак Восточный	Ю-III/IIIa	Ю-II	Возвратный Ю-0-1	-	-

Ввиду уменьшения ресурсной базы в последние годы ТОО «СП Казгермунай» уделяет особое внимание разведке новых нефтегазовых структур. В 2015 г. на базе лаборатории Атырауского филиала (далее – АФ) ТОО «КМГ Инжиниринг» проводилось изучение биомаркерного состава 8 образцов нефти м. Акшабулак Центральный (№ 7, 12, 222, 344, 258, 284, 286) и 3 образца нефти м. Акшабулак Южный (№ 35, 41 и 273) в режиме MRM (Multiple Reaction Monitoring), по результатам которого выявлено, что все нефти обладают идентичными составами биомаркеров и образовались из глинистого органического вещества (далее – ОВ), осаждавшегося в озерной среде с вкладами наземных ОВ [2]. Тогда аналогичное изучение нефти Акшабулак Восточный не проводилось. Также не проводился фингерпринтинг нефти, т.к. применение данного метода началось в Казахстане впервые на базе лаборатории АФ «КМГ Инжиниринг» в 2016 г. В 2020 г. проводилось ещё комплексное геохимическое изучение (биомаркерный анализ, Рок-Эвал пиролиз, отражательная способность витринита, мацеральный анализ) кернa скв. № 33 Восточного Акшабулака и скв. № 316 Центрального Акшабулака (2 пробы из фундамента, инт. -1861 м), которые были пробурены до палеозойских отложений. По результатам данного исследования, пробы кернa не являются нефтематеринскими породами и обладают очень низкими генерационными потенциалами, что не требует дальнейшей интерпретации. Черты сходства биомаркерного состава УВ из этих кернов и ранее исследованных нефтей месторождений Акшабулак позволяют утверждать, что они генетически едины, хотя УВ в исследованных интервалах кернa

скв. № 33 м. Восточный Акшабулак можно рассматривать остаточными (residual) [3].

В 2021 г. проводился отбор устьевых проб нефти по всему добывающему фонду Акшабулак Центральный (112 проб), Акшабулак Южный (11 проб) и Акшабулак Восточный (5 проб) (рис.1) в целях изучения флюидосообщаемости пород коллекторов, типа нефтей и прогноза направления миграции УВ по фингерпринтингу всех нефтей и генетической типизации по биомаркерному составу выбранных 39 проб нефти. По результатам молекулярных исследований были получены весьма интересные результаты, которые меняют взгляд о происхождении и направлении миграции УВ. Новизной данных исследований является то, что подобные геохимические исследования впервые комплексно проводятся для этих месторождений.

В данной работе применяется два метода для изучения состава нефти месторождений Акшабулакской группы: фингерпринтинг нефти и биомаркерный анализ. Чтобы понимать разницу и суть этих методов, необходимо иметь краткое представление о составе нефти: как и большинство нефтей, нефти Акшабулакской группы тоже содержат УВ до C_{42} . Биомаркеры встречаются в ряде УВ от C_{19} до C_{35} , которые обладают генетическими кодами ОВ, в котором образовалась нефть. По этой причине расшифровка данных генетических кодов по биомаркерному составу нефти позволит получить полную картину нефтематеринской породы исследованных нефтей (возраст, литология, среда осадконакопления, термическая зрелость), спрогнозировать направление миграции УВ и установить генетическое родство нефтей. Хотя биомаркеры инертны в резервуарах или во время

миграции УВ, некоторые из них иногда подвергаются изменению вследствие адсорбции к минералам.

В резервуаре при высоких температуре и давлении молекулы особенно легкой фракции нефти постоянно находятся в движении и смешиваются в равной концентрации в пределах сообщаемой породы, если нефти обычно имеют общий источник. При разобценности породы между двумя скважинами легкие фракции нефти этих скважин недостаточно смешиваются, и их концентрации отличаются. Фингерпринтинг по технологии Shell основан на идентификации 11 ароматических компонентов, которые фиксируются на другой колонке между легкими фракциями С8–С10. Идентичные концентрации этих ароматических компонентов в разных нефтях свидетельствуют о флюидосообщаемости пород между исследованными скважинами, в то время как разные концентрации этих алкилбензолов в нефти указывают на наличие барьера, препятствующего перемешиванию флюидов, но не всегда означают разную природу нефти. В связи с этим биомаркерный анализ следует проводить для проб нефти, которые отличались по результатам фингерпринтинга.

Фингерпринтинг нефти

Анализ каждого образца нефти из одной скважины проводился в 2 раза последовательно для оценки воспроизводимости инструмента и достоверности применяемых программных обеспечений (Openlab, Malcom, PIGI). На хроматограммах нефти дубликата названия пиков были интегрированы и площади полученных пиков были подсчитаны автоматически на двух разных программных обеспечениях (далее – ПО) Openlab и Malcom, затем сравнивались. По результатам полученных значений площадей пиков из первого ПО Openlab были построены звездчатые диаграммы в Excel и проводился кластерный анализ PCA на ПО PIGI, в то время как по результатам данных из второго ПО Malcom была построена дендрограмма Варда. Сопоставление результатов дубликата, обработанного этими тремя разными подходами на разных программных обеспечениях, давало идентичные результаты, что указывает на

их высокую достоверность и исключает лабораторные ошибки от этапа отбора проб до обработки данных.

а) звездная диаграмма. Сопоставление ароматических значений 128 проб нефти м. Акшабулак Центральный, Акшабулак Южный и Акшабулак Восточный на звездной диаграмме в Excel указало на наличие 4 основных групп, которые отмечаются разными цветами, что наглядно иллюстрируется на рис. 2.

б) дендрограмма Варда. Дендрограмма показывает степень близости отдельных объектов и кластеров, а также наглядно демонстрирует в графическом виде последовательность их объединения или разделения. На представленной дендрограмме (рис. 3), построенной по результатам фингерпринтинга нефти, можно выделить 3 основные группы нефтей, отмеченные зеленым, синим и красным цветами. В отличие от звездной диаграммы, дендрограмма Варда показывает, что нефти группы 4 можно отнести к группе 3, т.к. они имеют общие черты в определенной мере;

с) PCA анализ. Компоненты PC-1 и PC-2 составляют 50,67% и 34,00% общей изменчивости (variables). Был построен график зависимости компонентов PC-1 и PC-2, охватывающих 84,67% общей изменчивости (рис. 4), результаты которого хорошо согласуются с результатами звездной диаграммы и дендрограммы Варда. Здесь также выявлено 5 групп, отмеченных разными цветами.

При наложении этих групп, выделенных по результатам звездной диаграммы, дендрограммы и PCA анализа на карту Акшабулакской группы, выявлено 4 основные группы нефтей во всех продуктивных горизонтах (рис. 5): К первой группе (красный цвет) относятся нефти объекта разработки I в основном южного свода Центрального Акшабулак (рис. 5а) и всех объектов северного свода Южного Акшабулак (рис. 6б), хотя такой тип нефти преобладает в нижних объектах (III, IV и V) на обоих сводах Центрального Акшабулак, что указывает на хорошую флюидосообщаемость пород в пределах этих продуктивных горизонтов (рис. 5б). Идентичность фингерпринтинга некоторых нефтей объектов I и III, IV, V дает основание предположить присутствие в отдельных участках северного и южно-

го свода Центрального Акшабулак следов восходящей вертикальной миграции из нижележащих горизонтов.

Вторую группу образуют нефти (зеленый цвет) скважин, разрабатываемых на объекте I северного свода Центрального Акшабулак, хотя такой тип также прослеживается в некоторых скважинах южного свода данного месторождения (рис. 5а).

В третью группу попадают нефти (синие) Акшабулак Восточный (рис. 6а) и нефти руслового отложения (объект II) Центрального Акшабулак (рис. 5), в то время как подгруппу смеси (желтые) составляют нефти всего трех скважин (№230, 413 и 281) Центрального Акшабулак. Вероятно, залежи в палеоруслах (глубина 1700–1500 м) на Центральном Акшабулак образовались за счет миграции УВ из нижней части Восточного Акшабулак (глубина 2000–2100 м) через русла. Для подтверждения единства резервуара и оди-

наковых условий резервуара в пределах всего м. Восточного Акшабулак рекомендуется провести аналогичные исследования на нефти Восточного Акшабулак, принадлежащего к территориям компании ТОО «СаутсОйл».

К последней четвертой группе относится одна проба (коричневый цвет) нефти со скважины № 37, вскрывающей русло №13 на Южном Акшабулак. Наблюдаемая аномальность состава нефти № 37, которая находится на периферии месторождений дает основание предполагать наличие отдельного участка, возможно, в пределах русла, которое необходимо локализовать для рациональной разработки залежи. По фингерпринтингу нефти скв. 36Д и 273 Южного Акшабулак, которые вскрывают русло 3 в горизонте Ю-0-2б, не отличаются от других нефтей северного свода данного месторождения, хотя нефть скв. 206 вскрывает русло 11 в горизонте Ю-0-1.

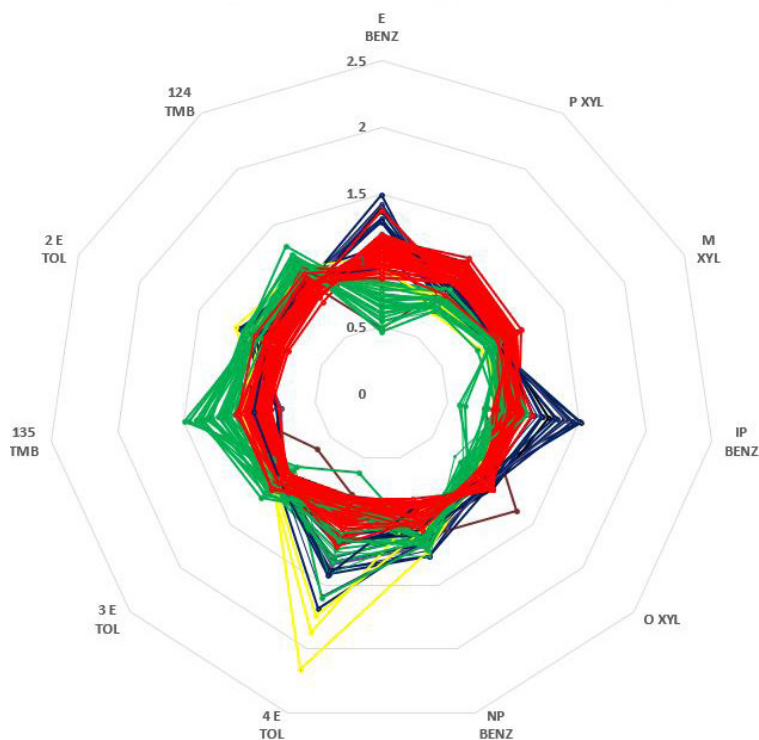


Рисунок 2. Звездчатая диаграмма всех нефтей по фингерпринтингу (OpenLab)

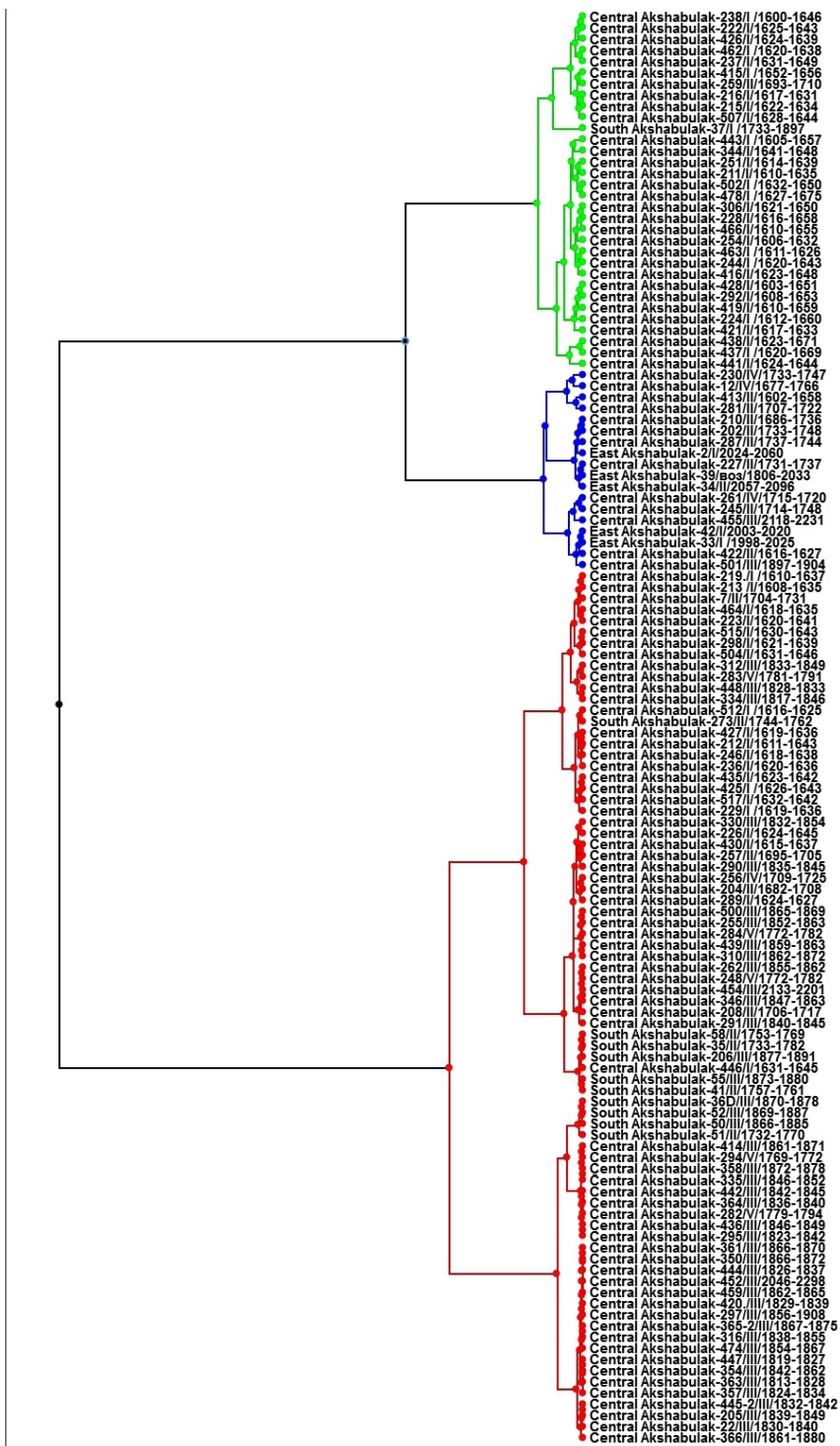


Рисунок 3. Дендрограмма Варда всех нефтей по фингерпринтингу (Malcom)

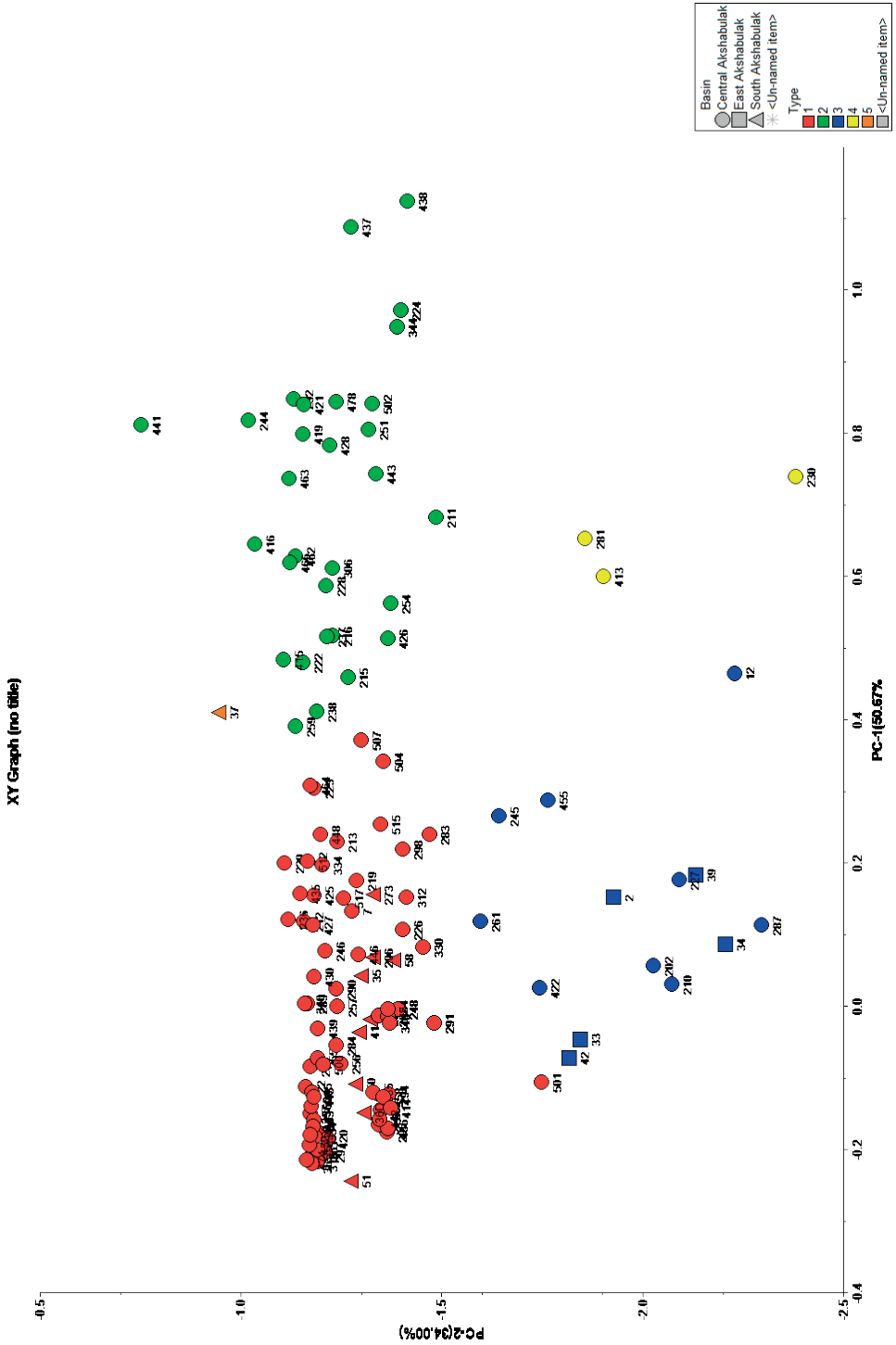


Рисунок 4. 2D PCA анализ всех нефтей по фингерпринтингу (PIGI)

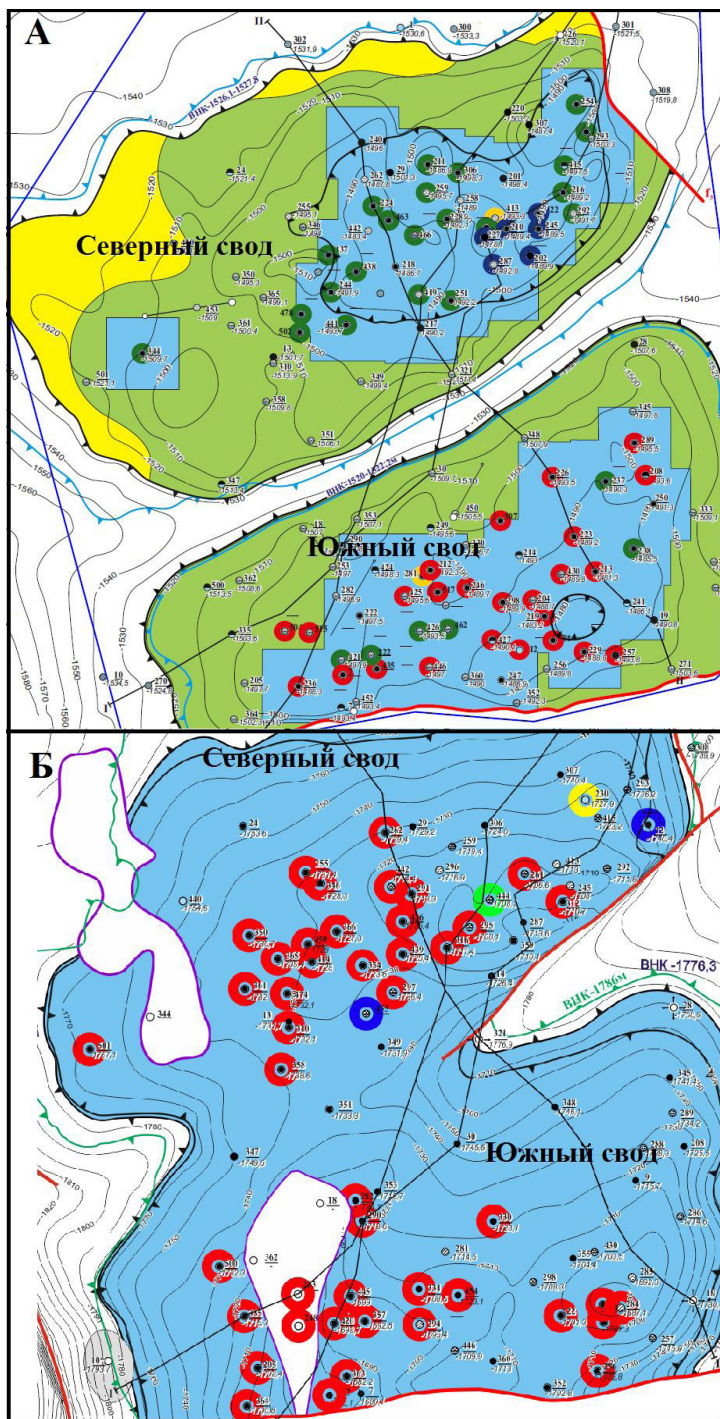


Рисунок 5. Карта распространения выделенных типов нефтей объектов I и II(а) и III-IV(б)- на структурной карте (Центральный Акшабулак)

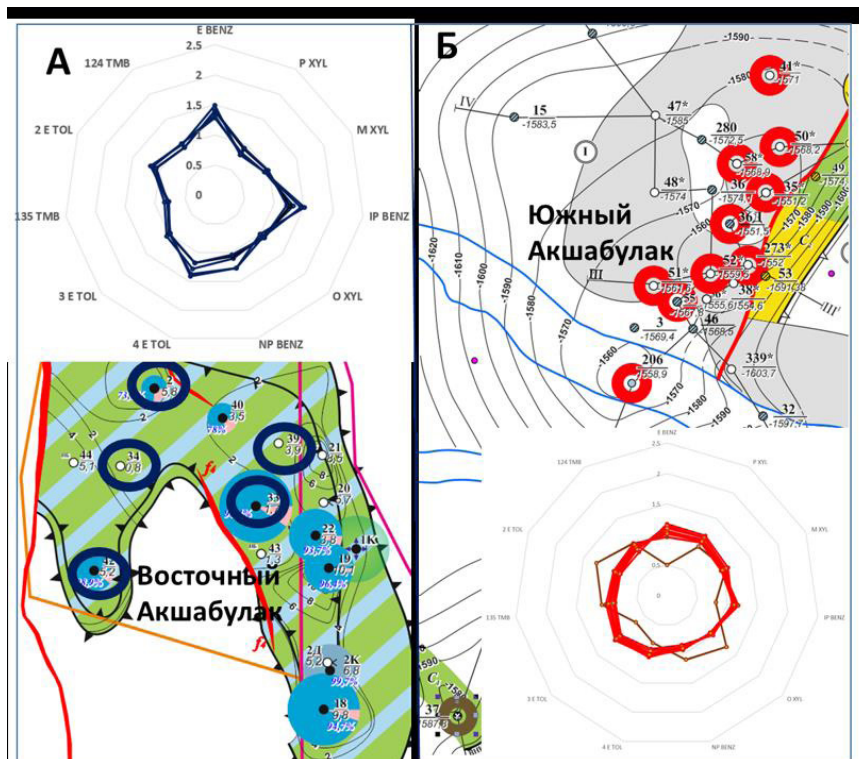


Рисунок 6. Карта распространения выделенных типов нефти Восточного Акшабулак(а) и Южного Акшабулак(б) по фингерпринтингу

Биомаркерный анализ нефти

Биомаркерный анализ проводился на хромато-масс-спектрометре Agilent 7890B в режиме SIM. В качестве диагностических ионов насыщенных фракций m/z 57, 191, 217 и 218 были использованы идентификации для *n*-алканов (и изопреноидов), терпанов, стеранов и изостеранов соответственно. Четыре типа нефтей, выделенных по результатам фингерпринтинга, были исследованы по биомаркерному анализу, чтобы определить, вызваны ли такие различия их генетическими особенностями.

Условия осадконакопления ОВ. Для определения условий осадконакопления ОВ применялся график зависимости соотношения пристана к фитану от соотношения C_{29} стеран/ C_{30} гопан и тригонограмма

терпана. Согласно первому графику, ОВ нефти месторождений Акшабулакской группы образовалось в озерной среде, хотя наблюдается большой разброс в значениях пристан/фитан (рис. 7). Относительно высокие значения Pr/Ph в нефтях указывают на наличие преимущественно окислительной среды во время осадконакопления ОВ. Такой большой разброс в значениях пристан/фитан нефти в пределах очень близких месторождений был зафиксирован впервые за всю историю наблюдений. Интересным было то, что по данному графику нефти подгруппы 1 (красные) находятся между нефтями групп 3 (синие) и 2 (зеленые), что может указать на смесь этих двух групп.

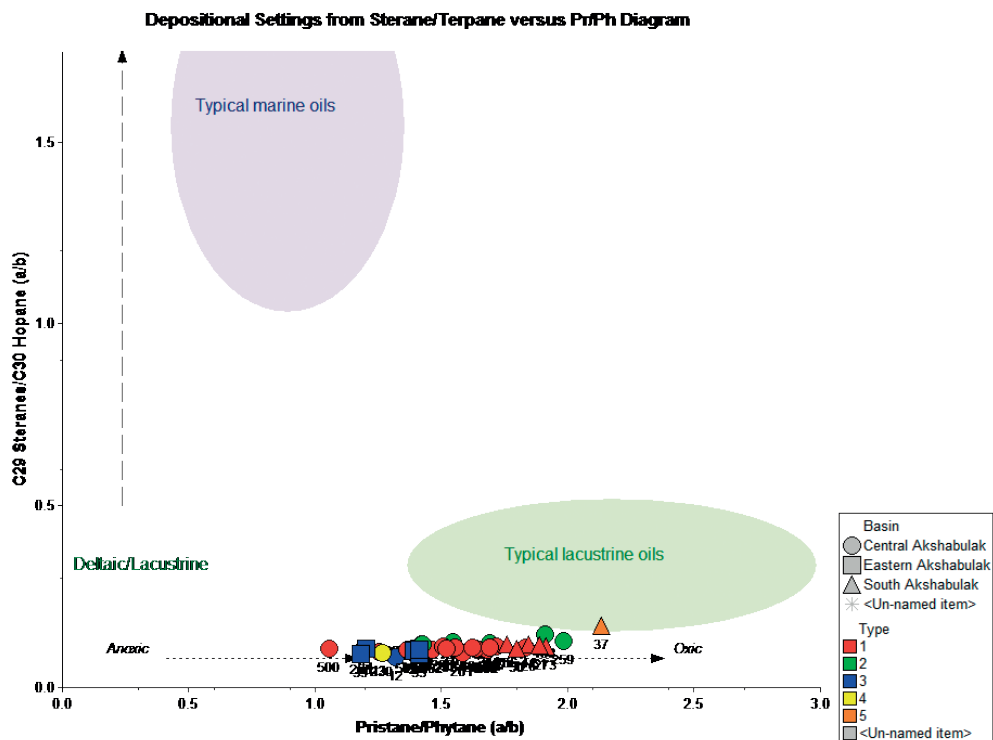


Рисунок 7. График зависимости пристан/фитан (Pr/Ph) к стерану C₂₉/ гопану C₃₀

Данное наблюдение также подтверждается результатами тригономмы стерана, где нефти первой группы, к которым относятся нефти разных объектов разработки Центрального Акшабулака, расположены между нефтями из Восточного Акшабулака (синие прямоугольники) и западной части Акшабулака Центрального (зеленые круги) (рис.8).

Для определения фациальных обстановок накопления исходного ОВ и различия морских и озерных условий раннего диagenеза также использовалась тригономма гопанов для нефтей, на основе которой можно прийти к аналогичному выводу, что все исследованные нефти образовались из ОВ озерного происхождения (рис.9). По данной тригономме, вне зависимости от объекта разработки и месторождений,

все нефти образуют общую компактную группу, что может указывать на схожие условия осадконакопления ОВ исследуемых нефтей.

Литология ОВ. Литология ОВ исследуемых нефтей определялась по распределениям терпанов на масс-фрагментограмме m/z 191: низкие C₂₉/C₃₀ гопан (29Н/30Н<1), низкие значения индекса гомогопана (35Н/34Н<1) во всех исследованных нефтях м. Акшабулак Центральный, Акшабулак Восточный и Акшабулак Южный свидетельствуют о глинистости их нефтематеринской породы (далее – НМП) (рис. 10). Данное наблюдение также подтверждается высокими значениями соотношений диастерана к стеранам, низкими значениями дибензотиофена к фенантраenam, определенными нами в 2015 г.

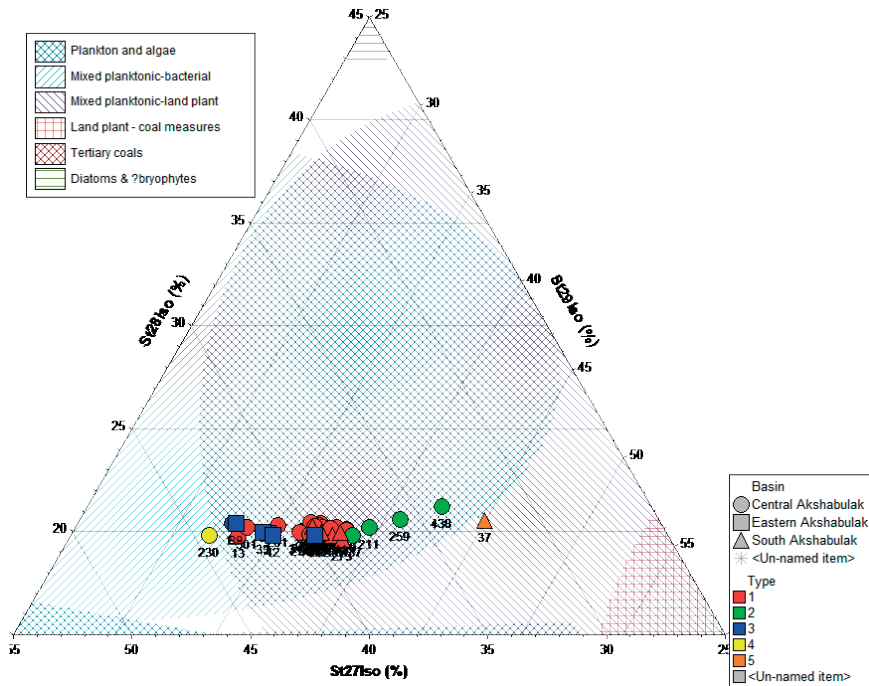


Рисунок 8. Тригонограмма стерана в нефтях Акшабулакской группы

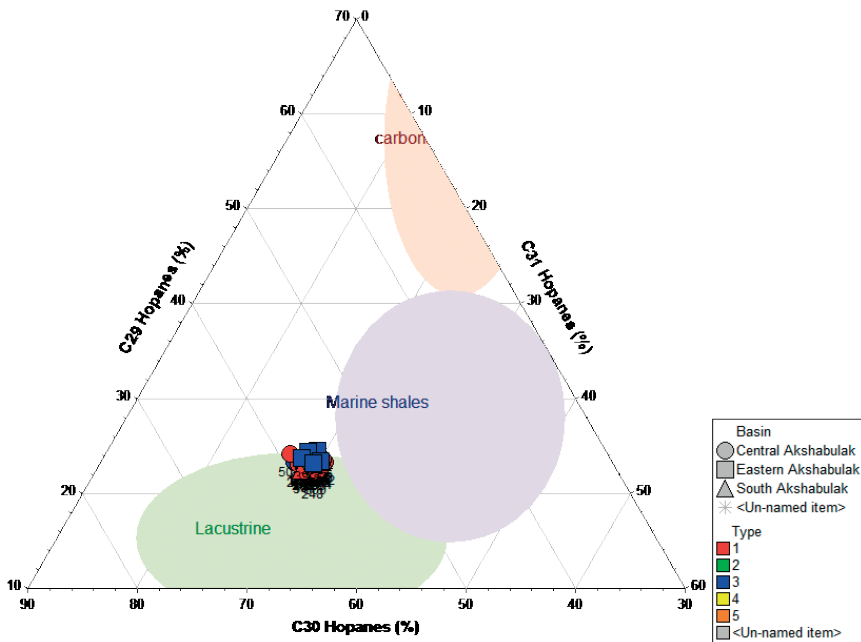


Рисунок 9. Тригонограмма гопанов в нефтях

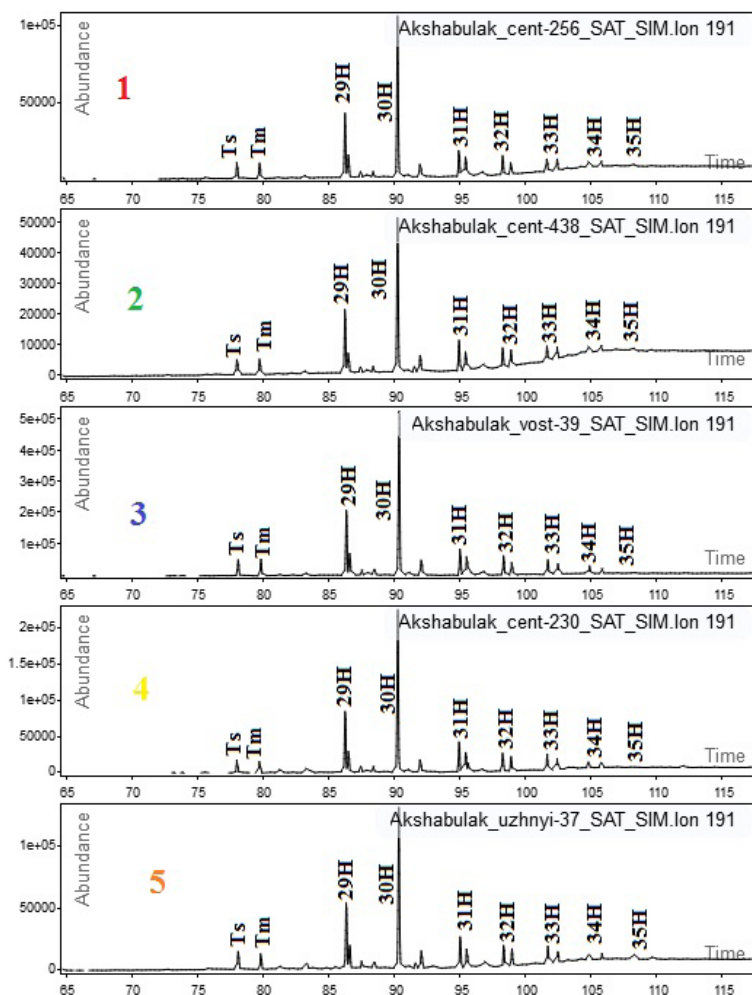


Рисунок 10. Масс-фрагментограммы терпанов m/z 191 в представительных нефтях

Термическая зрелость и направление миграции УВ. Под зрелостью подразумевается то состояние НМП, когда она может производить углеводороды. Условно существует 3 этапа генерации: ранняя стадия, пик зрелости и поздняя стадия. В ранней стадии генерируются относительно менее зрелые нефти, в то время как в пик зрелости образуются более зрелые нефти.

Даже в пик зрелости и поздней стадии генерации НМП под влиянием возрастающих температур и давления увеличивается термическая зрелость нефти, и в нефтематеринской породе происходит крекинг высокомолекулярных n -алканов с обра-

зованием низкомолекулярных гомологов, вследствие чего молекулярные массы и плотность пластовой нефти уменьшаются со зрелостью.

В этой работе для определения термической зрелости нефти применялись 2 графика зависимости (29Ts/29Tm vs Ts/Tm и триароматические стероиды TAS 20+21/tot против MPI (1)), которые возрастают по мере увеличения термической зрелости нефти (рис. 11 и 12). По результатам этих графиков выявлено, что нефть Восточного Акшабулака термически менее зрелые, чем нефть Акшабулака Центрального и Акшабулака Южного, несмотря на свои глубокие

залегания (2100–2200 м), хотя исключения составляют пробы скв. 37 (Южный Акшабулак) и 501 (Центральный Акшабулак).

Термически менее зрелые нефти из глинистых НМП обычно имеют относительно низкие значения давления насыщения и газового фактора по сравнению с более зрелыми образцами. Данное наблюдение подтверждается результатами анализов

глубинных проб нефти (табл. 2). Как видно из табл. 2, нефти Восточного Акшабулака имеют относительно низкие значения газосодержания и давления насыщения и, соответственно, более высокие молекулярные массы по сравнению с нефтями Акшабулака Центрального и Акшабулака Южного.

Если посмотреть латерально, то тер-

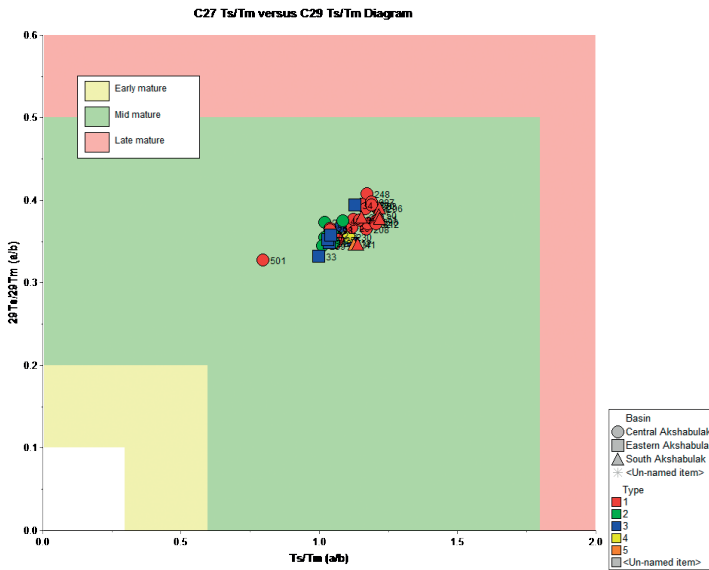


Рисунок 11. График зависимости терпанов C27Ts/Tm от C29Ts/Tm в нефтях Акшабулакской группы

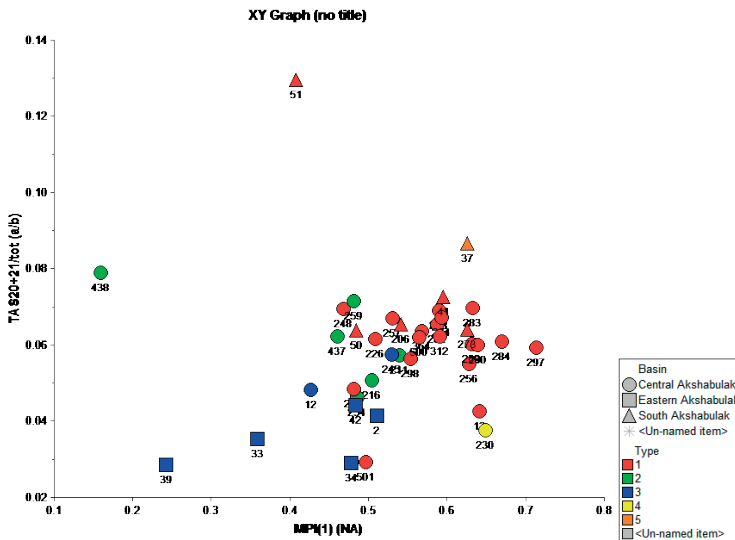


Рисунок 12. График зависимости соотношений триароматических стероидов TAS против индекса метилфенантрена в нефтях Акшабулакской группы

Таблица 2. PVT характеристики некоторых представительных нефтей Акшабулакской группы [3]

№	Месторождения	№ скв.	Интервал перфорации, м	Газосодержание, м ³ /м ³	Давление насыщения, МПа	Молек. масс, г/моль
1	Акшабулак Восточный	№2	2024–2028	47,82	4,75	230
2	Акшабулак Восточный	№39	1806–1810	49,53	5,22	232
3	Акшабулак Центральный	№500	1867	122	12,31	214
4	Акшабулак Центральный	№ 356	1810	137,13	14,15	192
5	Акшабулак Центральный	№445	1832	141,61	14,58	218
6	Акшабулак Южный	№ 57	1872–1879	75,96	6,77	214

мическая зрелость проб увеличивается с Акшабулака Восточного в сторону Центрального Акшабулака и далее Южного Акшабулака, что также может указывать на направление миграции УВ.

Если учесть, что нефть состоит из 4 фракций (насыщенной, ароматической, асфальтеновой и смол), обычно асфальтеновые и смолистые компоненты нефти сорбируются породами на путях миграции, в результате чего уже более легкие фракции (более зрелые) УВ мигрируют дольше, и в направлении миграции наблюдается уменьшение плотности нефти. В связи с этим в этой работе определялась плотность 39 проб нефти, на которых проводился биомаркерный анализ. По результатам выявлено, что нефти Акшабулака Восточного утяжеляются по возрастанию глубины залегания, хотя такая тенденция не наблюдается для нефтей Акшабулака Центрального и Акшабулака Южного. При этом сопоставление средних значений плотности исследованных нефтей показали, что нефти Восточного Акшабулака более тяжелые (840 г/м³), чем нефти Центрального Акшабулака (836 г/м³) и Южного Акшабулака (822 г/м³). Таким образом, миграционный путь нефти Восточного Акшабулака был относительно коротким, что, в свою очередь, отразилось на большем сохранении асфальтеновых и смолистых

компонентов при потерях во время миграции. Наличие газовых шапок в горизонтах Ю-0-2а, б и Ю-3 Акшабулака Южного также подтверждает, что их нефти генерировались последними, т.к. при поздней стадии генерации образуется не только нефть, но и газ вне зависимости от типа керогена.

Визуальное сравнение масс-фрагментограмм. Для визуального подтверждения наличия 5 разных нефтей были сопоставлены масс-фрагментограммы стеранов на m/z 217 (рис. 13) и диастеранов на m/z 259 (рис. 14). В отличие от нефтей Прикаспийского и Мангышлакского бассейнов, в нефтях Южно-Тургайского бассейна фиксируются мизерные концентрации трициклических/тетрациклических терпанов, и сопоставление имеющихся пентациклических терпанов в нефтях Акшабулакской группы менее информативно, в связи с чем при сравнении применялись стераны и диастераны. По результатам визуального сравнения стеранов и диастеранов выявлено, что сигналы этих биомаркеров в нефтях скв. 37 отличаются от сигналов остальных нефтей Акшабулакской группы, что подтверждает результаты фингер-принтинга. Нефти группы 3 и 4 обладают идентичными биомаркерными составами на масс-фрагментограммах стеранов и диастеранов (рис. 13 и 14), что указывает на их генетическое единство.

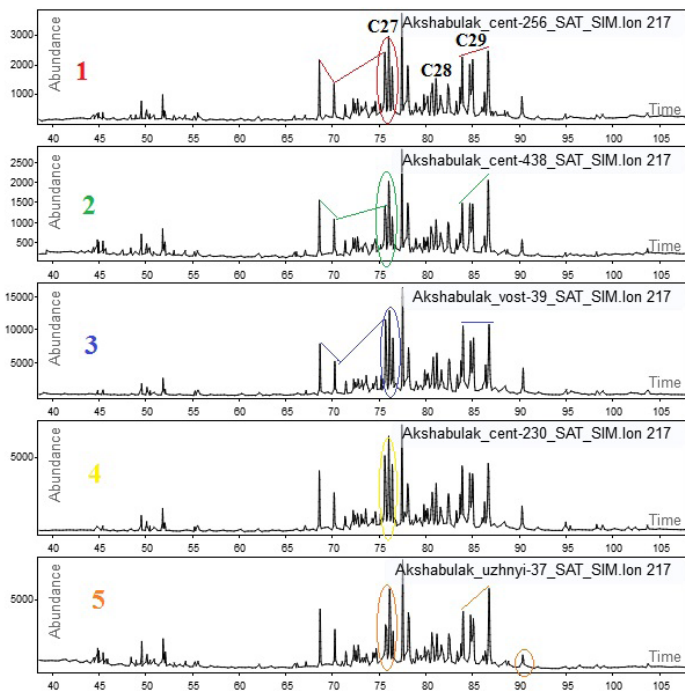


Рисунок 13. Масс-фрагментограмма стеранов (m/z 217) в представительных пробах нефти

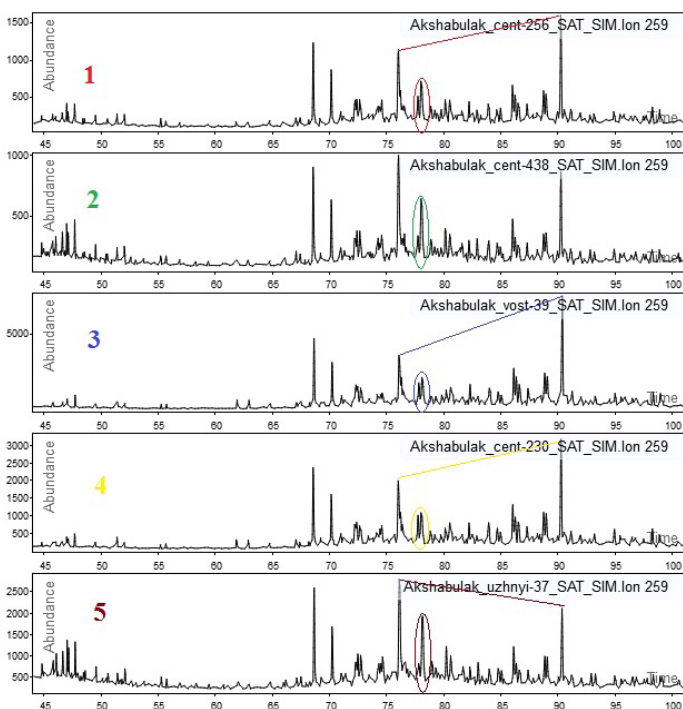


Рисунок 14. Масс-фрагментограмма диастеранов (m/z 259) в представительных пробах нефти

Выводы

В этой работе представлены результаты фингерпринтинга нефти по всему добывающему фонду м. Акшабулак Центральный (112 проб), Акшабулак Южный (11 проб) и Акшабулак Восточный (5 проб) в целях определения типов нефтей, изучения флюидосообщаемости пород-коллекторов в пределах месторождений Акшабулакской группы. Результаты были обработаны тремя подходами (звездная диаграмма, дендрограмма и РСА анализ) на разных программных обеспечениях. Сопоставление результатов дубликата, обработанного разными подходами, давало идентичные результаты, что указывает на высокую их достоверность и исключает лабораторные ошибки от этапа отбора проб до обработки данных.

По результатам обработки полученных данных выявлено 4 основных группы нефтей во всех продуктивных горизонтах изучаемого участка.

К первой группе нефти (красные) относятся нефти объекта разработки I, в основном, южного свода Центрального Акшабулака и всех объектов северного свода Южного Акшабулака, хотя такой тип нефти преобладает в объектах III, IV и V (и возвратном объекте) северного и южного свода Центрального Акшабулака, что указывает на хорошую флюидосообщаемость пород в пределах этих продуктивных горизонтов. Идентичность фингерпринтинга некоторых нефтей объекта I и III дает основание предположить присутствие в отдельных участках северного и южного свода Центрального Акшабулака следов восходящей вертикальной миграции из нижележащих горизонтов.

Вторую группу образуют нефти (зеленые) скважин, разрабатываемых на объекте I северного свода Центрального Акшабулака, хотя такой тип также прослеживается в некоторых скважинах южного свода данного месторождения (скв. 462, 237, 238 и т.д.).

В третью группу попадают нефти (синие) руслового отложения (объект II) Центрального Акшабулака. Вероятно, палеорусловые залежи (глубина 1700–1500 м) на Центральном Акшабулаке образовались за счет миграции УВ из нижней части Восточного Акшабулака (глубина 2000–2100 м) через русло. Миграционный путь нефти Восточного Акшабулака был относительно коротким, что, в свою очередь, отразилось на большем сохранении асфальтеновых и смолистых компонентов при потерях во время миграции. Конечно,

незакономерное изменение генетических параметров в исследованных нефтях подгруппы (желтые), скорее всего, вызваны либо смешением с нефтью группы 3, либо воздействием миграции на состав нефти.

К последней четвертой группе относится одна проба нефти (коричневая) со скв. 37, вскрывающей русло 13 на Южном Акшабулаке. Наблюдаемая аномальность составов нефти скв. 37, которая находится на периферии месторождений, дает основание предполагать наличие отдельного изолированного участка, возможно, в пределах русла, которое необходимо локализовать для рационализации разработки залежи. Наличие газовых шапок в горизонтах Ю-0-2а, б и Ю-3 Южного Акшабулака также подтверждает, что их нефти генерировались последними, т.к. при поздней стадии генерации образуется не только нефть, но и газ, вне зависимости от типа керогена. Залежи объектов III-IV Южного Акшабулака формировались за счет поступления и смешения УВ флюидов из северо-восточного направления, т.е. из объекта III Центрального Акшабулака, хотя глубины залегания этих объектов двух месторождений сходны и варьируются в пределах 1733–1867 м.

Биомаркерный анализ проводился на 39 пробах нефти, охватывающих все выделенных групп, в целях определения генетической связи между ними и характеристики их нефтематеринской породы. Результаты биомаркерного анализа хорошо согласуются с выводом фингерпринтинга.

Суммируя вышеизложенные, на основании выполненных работ на площади выделяется несколько перспективных зон накопления углеводородов для приращения ресурсов и запасов УВ в будущем:

К первой зоне возможного накопления УВ относятся продолжение руслового отложения №13, которую вскрывает скв. 37 на Акшабулак Южный. Нефть данной скважины имеет совершенно другой генезис и отпечатки.

Ко второй зоне возможного накопления УВ относятся русловые отложения между м. Акшабулак Южный и м. Акшабулак Центральный (II-объект).

Но нужно отметить, что результаты выполненных исследований представляют ценную информацию только при интеграции со соответствующими геологическими и сейсмическими данными.

Список использованной литературы

1. Айдарбеков К.Д. История открытия и освоения месторождения Кумколь. – Нефть и газ, 2020, №3–4, (117–118), с. 180–186. // Aydarbekov K.D. Istoriya otkrytiya i osvoeniya mestorozhdeniya Kumkol' [History of discovery and development of the Kumkol field]. – Neft' i gaz [Oil and Gas], 2020, №3–4, (117–118), pp. 180–186.
2. Сейтхазиев Е.Ш., Байбурина Г. 2015 Отчет по теме: «Геохимические исследования проб нефти на месторождении Акшабулак Восточный, Акшабулак Центральный и Нура-лы», Атырау, архив Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг». // Seytkhaziev E.SH., Bayburina G. 2015 Otchet po teme: «Geokhimicheskie issledovaniya prob nefti na mestorozhdenii Akshabulak Vostochniy, Akshabulak Tsentral'nyy i Nuraly» [Report on the topic: "Geochemical studies of oil samples at the East Akshabulak, Central Akshabulak and Nuraly fields"], Atyrau, Arkhiv Atyrauskogo filiala TOO «KMG Inzhiniring» [Archive, Atyrau branch of KMG Engineering LLP].
3. Сейтхазиев Е.Ш., Джумабаев Т., Досмухамбетов А.К., 2021. Отчет по теме: «Геохимические исследования проб нефти месторождений Акшабулак Южный, Акшабулак Цент-ральный и Акшабулак Восточный», Атырау, архив Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжи-нирлинг». // Seytkhaziev E.SH., Dzhumabaev T., Dosmukhambetov A.K., 2021 Otchet po teme: «Geokhimicheskie issledovaniya prob nefti mestorozhdeniy Akshabulak YUzhnyy, Akshabulak Tsentral'nyy i Akshabulak Vostochnyy» [Report on the topic: "Geochemical studies of oil samples from the South Akshabulak, Central Akshabulak and East Akshabulak fields"], Atyrau, arkhiv Atyrauskogo filiala TOO «KMG Inzhiniring» [Archive, Atyrau branch of KMG Engineering LLP].

МҰНАЙ ТҮРЛЕРІН АНЫҚТАУ ҮШІН «АҚШАБУЛАҚ» ТОПТАРЫ МҰНАЙЫН ФИНГЕРПРИНТИНГ ЖӘНЕ БИОМАРКЕРЛІК ТАЛДАУ НӘТИЖЕЛЕРІ

Е.Ш. Сейтхазиев, Р.Н. Өтеев, М.К. Мұстафаев, Ш. Лю,
Н.Д. Сәрсенбеков, А.К. Досмухамбетов

Бұл мақалада мұнай түрлерін анықтау үшін Ақшабулақ тобындағы үш кен-орнының барлық өндіру ұңғымаларынан алынған 128 мұнай сынамасына жасалған фингерпринтинг нәтижелері берілген. Осы талдау нәтижелері бойынша мұнайлардың төрт тобы анықталды: Бірінші топқа (қызыл) Орталық Ақшабулақ кен-орнындағы екі күмбезде қалыптасқан төменгі объектілердің (III-IV-V) және оңтүстік күмбезде қалыптасқан жоғарғы I объектінің және Оңтүстіктің Ақшабулақ кен-орнындағы солтүстік күмбезде қалыптасқан барлық объектілердің мұнайлары жатады. Мұнайдың екінші тобы (жасыл) Орталық Ақшабулақтың солтүстік күмбезіндегі I объектіні иеретін ұңғымаларда анықталды, ал Шығыс Ақшабулақ горизонттары мен Орталық Ақшабулақ палео-шөгінділерінде мұнайлар (көк) үшінші топты құрайды. Төртінші топқа Оңтүстік Ақшабулақтағы № 13 тесіп өтетін №37 ұңғымадан шыққан табиғи көзі бөлек мұнай сынамасы жатады.

39 мұнай сынамасына биомаркерлік талдау жүргізілді, нәтижесінде мұнайлар көлдік ортада шөккен терригенді (сазды) органикалық заттан пайда болғаны анықталды. Термикалық параметрлері бойынша Шығыс Ақшабулақ мұнайлары терең жатқанына қарамастан Орталық Ақшабулақ пен Оңтүстік Ақшабулақ мұнайларына қарағанда термикалық аз жетілген. Қорытындыда атқарылған жұмыстардың негізінде болашақта көмірсутек ресурстары мен қорларын ұлғайту үшін көмірсутектердің перспективалы жинақтау аймақтары ұсынылған. Дегенмен, жүргізілген зерттеулердің нәтижелері расталған геологиялық және сейсмикалық деректермен біріктірілген жағдайда ғана құнды ақпарат беретінін атап өту керек.

Түйін-сөздер: биомаркерлер, мұнай фингерпринтингі, стерандар, диастеран, мұнай көздері, термикалық жетілу, корреляция

FINGERPRINTING AND BIOMARKER ANALYSIS OF OIL FROM AKSHABULAK GROUP FOR DETERMINING OIL TYPES

Y.Sh.Seitkhaziyev, R.N. Uteyev, M.K.Mustafaev, Sh. Liu N.D. Sarsenbekov, A.K. Dosmukhambetov

This article presents the results of fingerprinting of 128 oil samples derived from all production wells of three Akshabulak group fields to determine the types of oils. Based on the results of this analysis, four groups of oils were identified: The first group includes oils (red) of the lower hydrocarbon pay zones (III-IV-V) in Akshabulak Central, the upper zones of the I southern dome of Akshabulak Central and all pay zones of the northern dome at Akshabulak South. The second group of oils (green) was identified in the wells exploiting pay zone I in the northern dome of Akshabulak Central, while oils (blue) in the productive horizons of Akshabulak East and paleochannel sediments of Akshabulak Central form the third group. The fourth group includes one oil sample with different genesis from well № 37, which penetrates paleo-channel № 13 at South Akshabulak.

Biomarker analysis was carried out for 39 oil samples, according to which the oils were formed in terrigenous (clayey) organic matter, deposited in lacustrine environment. In terms of thermal parameters, the oils of the Eastern Akshabulak are less mature than the oils of the Central Akshabulak and the South Akshabulak, despite their relative deeper depths. Based on the work performed, the conclusion presents the prospective hydrocarbon accumulation zones suitable for increasing hydrocarbon resources and reserves in the future. However it should be noted that the results of the studies performed provide valuable information only when integrated with the corresponding geological and seismic data.

Key words: biomarkers, oil fingerprinting, sterane, diasterane, oil source rock, thermal maturity, correlation.

Информация об авторах

***Сейтхазиев Есимхан Шереханович** – соискатель ученой степени PhD (SOCAR), магистр наук в области нефтегазовой геохимии, заведующий лабораторией геохимических исследований нефти, воды и породы, seitkhaziyev.y@lpcmg.kz

Утеев Рахим Нагангалиулы – докт. наук PhD по геологии, директор филиала, uteyev.r@lpcmg.kz

Сарсенбеков Нариман Данебекович – соискатель ученой степени PhD, 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 «КМГ инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

Шаою Лю – генеральный директор (Председатель Правления), shlui@kgm.kz

Мустафаев Мурат Кенесбаевич – первый заместитель генерального директора, tmustafaev@kgm.kz

ТОО СП «Казгермунай», г. Кызылорда, Казахстан

*Автор, ответственный за переписку