

УДК 553.982.2

ПРИМЕНЕНИЕ БИОМАРКЕРОВ И ФИНГЕРПРИНТИНГА НЕФТИ ДЛЯ РАСШИФРОВКИ ГЕНЕТИЧЕСКОЙ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ НЕФТИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПУТИ МИГРАЦИИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ НУРАЛЫ

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

В данной статье представлена интерпретация результатов биомаркерного анализа и фингерпринтинга нефти по всему добывающему фонду м. Нуралы (36 проб) в целях генетической типизации и определения флюидосообщаемости в пределах месторождения, с последующим прогнозом определения направления миграции углеводородов. По биомаркерному исследованию было выявлено, что нефти Центрального и Западного Нуралы имеют генетически разное происхождение, а залежь в южной части Западного Нуралы формировалась за счет поступления и смешения углеводородных флюидов из северо-восточного и северо-западного направлений, что также подтверждается результатом фингерпринтинга. Нефти Центрального Нуралы являются термически более зрелыми и по плотности легче нефтей Западного Нуралы. Термическая зрелость проб Центрального Нуралы уменьшается с северо-восточной части Нуралы в сторону юго-западной части, что также может указывать на направление миграции углеводородов. Наличие газовых шапок в северо-восточной части Центрального Нуралы может быть связано с их высокой термической зрелостью.

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

Введение

Южно-Тургайский бассейн, где нефтяные и газовые залежи выявлены в основном в юрских и меловых отложениях, является самым молодым осадочным бассейном в Казахстане. Он состоит из трех блоков: Жиланшиковский, Арыкумский прогибы и Мынбулакская седловина между ними (рис. 1). Геологоразведочные работы начались в этом регионе в 1970-х гг. В данном бассейне сейчас обнаружены в общем количестве 52 нефтегазовых месторождения и структуры (рис. 1), выработанность начальных извлекаемых запасов некоторых из них достаточно высока, например, выработанность м. Кумколь составляет 83% [1]. Ввиду уменьшения остаточных извлекаемых запасов нефти почти всех месторождений определение происхождения нефти и прогноз направ-

ления миграции углеводородов (далее – УВ) являются актуальной темой для обоснования глубокого бурения до палеозоя. Однако, несмотря на высокую степень изученности разными методами и продолжающиеся разведочные работы в Южно-Тургайском бассейне [1–4], до сих пор отсутствует общепринятое представление о происхождении нефти, т.к. взгляды геологов-исследователей разнятся по этому вопросу: например, некоторые считают [2], что нефти Арыкумского прогиба имеют глубинное происхождение, хотя другие [3, 4] полагают, что среднеюрские глинистые толщи в этом районе являются основными нефтематеринскими породами. Также существует мнение исследователей [5], что палеозойские отложения Южного Тургая малоперспективны из-за отсутствия надежных покрышек.

Новизна и научное обоснование исследований

Вследствие пандемии и падения цен на нефть в мире недропользователи вынуждены искать более доступные и достоверные подходы в изучении нефти и проведении поисково-разведочных работ. В связи с этим проведение фингерпринтинга нефти по технологии компании Shell совместно с биомаркерным исследованием является не только самым доступным (бюджетным), но и самым научно обоснованным и достоверным подходом в получении информации о составе нефти. Использование этих результатов позволит отказаться от необходимости проведения некоторых дорогостоящих видов исследований при изучении геологического строения залежи.

Следует подчеркнуть, что ранее подобные геохимические исследования комплексно не проводились для нефти м. Нуралы.

Интерпретация результатов биомаркерного анализа нефти

Биомаркерный анализ проводился на хромато-масс-спектрометре Agilent 7890В в режиме SIM, который используется для идентификации отдельных ионов, выбранных оператором [10]. Для диагностики насыщенных фракций углеводородов были использованы сигналы m/z 57, 191, 217 и 218 для идентификации *n*-алканов (и изопреноидов), терпанов, стеранов и изостеранов соответственно, а для ароматических фракций были выбраны сигналы m/z 178, 184, 192 для обнаружения фенантронов, дибензотифенов и метилфенантронов. Данный анализ выполнялся для характеристики нефтематеринской породы (далее – НМП) исследуемых нефтей: условий осадконакопления, литологии, термической зрелости и возраста НМП. Также сопоставление этих показателей позволяют расшифровать генетические принадлежности нефтей.

Условия осадконакопления ОВ. НМП углеводородов осаждаются в разных условиях (морских, озерных, дельтовых), в которых существуют определенные микроорганизмы и биомассы. Биомаркеры в нефти сохраняют информацию об этих исходных организмах, и их анализ используется для определения условий осадконакопления НМП.

В этой работе для определения условий осадконакопления ОВ применялся график зависимости соотношения приставки к фитану от соотношения C_{29} стеран/ C_{30} гопан. Согласно данному графику, ОВ нефти м. Нуралы образовались в озерной среде, хотя нефти Центрального и Западного Нуралы образуют разные компактные группы, что может указывать на их происхождение из разного органического вещества (рис. 2). Относительно высокие значения Pr/Ph в нефтях Центрального Нуралы указывают на наличие преимущественно окислительной среды во время осадконакопления ОВ, нежели чем в ОВ Западного Нуралы. Согласно автору [3], литологические исследования юрских отложений свидетельствуют об озерной среде для Арыскупской грабен-синклинали.

Литология нефтематеринских пород. Литология НМП также влияет на состав биомаркеров в нефти во время ее образования. Ни один биомаркерный параметр не способен с точностью идентифицировать тип литологии НМП, но можно всего лишь различить глинистую или карбонатную НМП. Низкие C_{29}/C_{30} гопан (29Н/30Н), низкие значения индекса гомогопана на масс-фрагментограммах терпанов (m/z 191) всех исследованных нефтей Нуралы свидетельствуют о глинистости их НМП [9].

Термическая зрелость. В этой работе для оценки термической зрелости проб применялся график зависимости соотношения 4МДВТ/1МДВТ от индекса метилфенантрена (МПИ-1), т.к. их значения возрастают с увеличением термической зрелости. По данному графику (рис. 3) видно, что нефти Центрального Нуралы испытывали более высокие температурные условия во время генерации, по сравнению с образцами Западного Нуралы. Если посмотреть латерально, то термическая зрелость проб Центрального Нуралы уменьшается с северо-восточной части Нуралы в сторону юго-западной части, что также может указать на направление вторичной миграции УВ.

Наличие газовых шапок в северо-восточной части Центрального Нуралы можно быть объяснено их высокой термической зрелостью. Еще одним интересным феноменом является то, что нефть скв. № 69 обладает относительно высокой термической зрелостью среди нефтей Западного Нуралы, в то время как нефть скв. № 226 и

217 показали низкие термические зрелости среди нефтей Центрального Нуралы. По графику зависимости значения плотности нефти при 20°C от глубины за-

легания видно, что нефти Центрального Нуралы легче нефти Западного Нуралы (рис. 4).

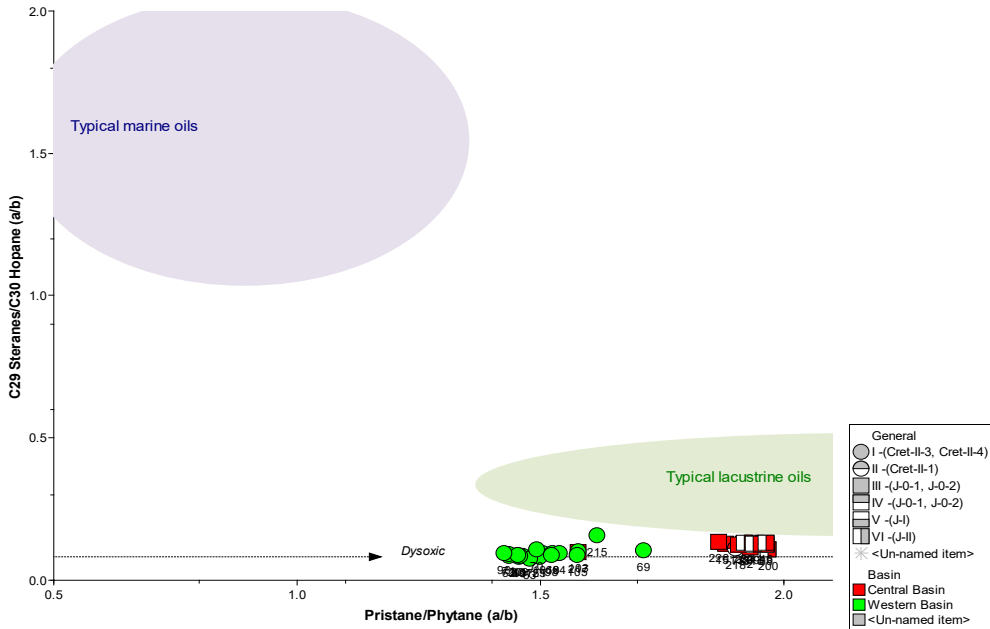


Рисунок 2. Сравнение соотношения пристан/фитан (Pr/Ph) с соотношением C₂₉ стеран / C₃₀ гопан

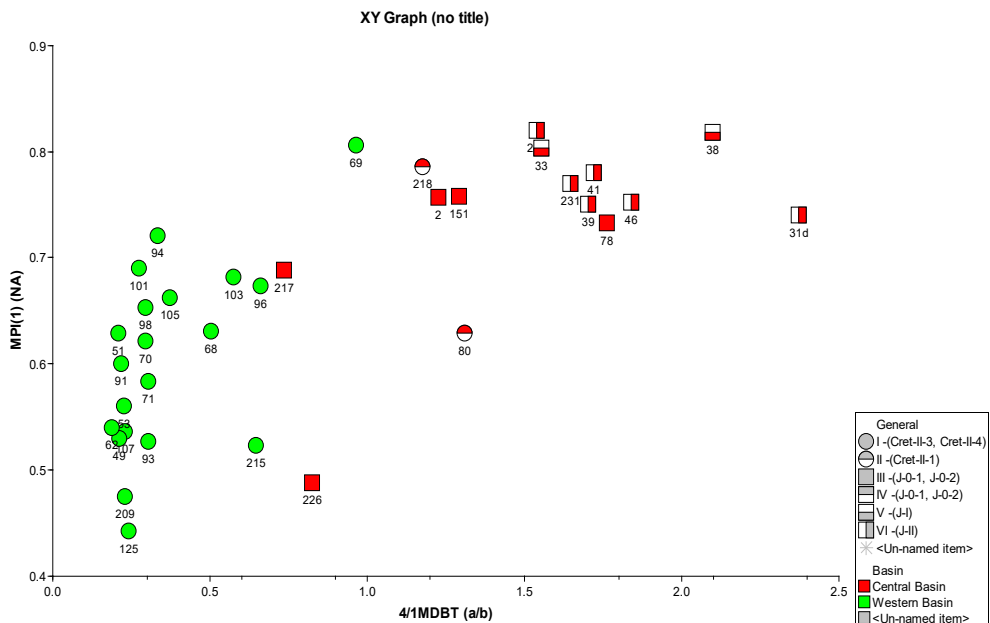


Рисунок 3. График зависимости соотношения 4/1MDBT/1MDBT от индекса метилфенантрена

Данное явление можно объяснить тем, что под влиянием возрастающих температур и давления увеличивается термическая зрелость, и в нефтематеринской породе происходит крекинг высокомолекулярных n-алканов до низкомолекулярных гомологов, вследствие чего молекулярные массы и плотность пластовой нефти уменьшаются со зрелостью. В результате более термически зрелые и менее вязкие нефти с относительно низкими плотностями обычно залегают в нижних залежах, а скопление менее зрелых и более вязких нефтей с относительно высокими плотностями образуются в верхних горизонтах. Определение плотности трех образцов не удалось из-за высокого содержания воды. Термически зрелые нефти из глинистых НМП обычно имеют относительно высокие значения давления насыщения и газового фактора по сравнению с менее зрелыми образцами. Данное наблюдение подтверждается результатами анализов глубинных проб нефти Нуралы [11].

Определение возраста нефтематеринских пород. Как и в палеонтологии, эволюция биомассы и микроорганизмов происходила в разных эрах; в результате поступательного развития жизни на смену одним группам организмов приходили другие [10]. НМП, осажденные в разные периоды времени, содержат определенные биомассы, которые послужили источником ОБ. Обнаруженные останки и относительные концентрации этих микроорганизмов в составе нефти позволяют определить возраст НМП исследуемых нефтей. В мировой литературе существует несколько параметров, успешно применяющихся для определения возраста нефтематеринских пород по биомаркерному составу нефти. Но такие параметры следует применять с осторожностью по следующим причинам: во-первых, некоторые из этих параметров имеют ограничения, например, стерианы C_{28}/C_{29} применимы только для НМП, образовавшихся в морских условиях, и, значит, мы не можем применять данный параметр в этой работе; во-вторых, данные параметры должны подтверждаться только по результатам успешной корреляции нефть-нефтематеринская порода, т.к. каждый бассейн может иметь свои особенности и наборы возрастных показателей. В-третьих, возраст НМП нефтей можно более достоверно определить по результатам биомаркерного анализа, проведенного

в режиме MRM, который используется для детальной и индивидуальной идентификации биомаркеров, т.к. в режиме SIM происходит наложение пиков, что приводит к неправильному определению возраста. В связи с тем, что биомаркерный анализ в этой работе проводился в режиме SIM, возраст НМП не определили. Однако в 2015 г. нами проводился биомаркерный анализ в режиме MRM для четырех проб нефти м. Нуралы (№ 9, 46 – Центральный Нуралы, № 22, 500 – Западный Нуралы), соответственно, была сделана попытка определить их возраст по графику зависимости норхолестана и нордиахолестана. По данному графику (рис. 5) видно, что возраст НМП исследованных нефтей – юра [9]. Однако для подтверждения возраста НМП исследованных проб рекомендуется провести дополнительные исследования, кроме биомаркерного состава.

е) Корреляция нефть-нефть для генетической типизации. Генетическая типизация нефти основывается на распределениях важнейших биомаркеров. Корреляция нефть-нефть подразумевает сравнение геохимических составов по крайней мере двух образцов, для определения того, существует ли генетическое родство между ними или нет. В этой работе для выявления генетической связи между всеми исследованными образцами применялись 2 подхода: i) кластерный анализ PCA и ii) визуальное сравнение масс-фрагментограмм биомаркеров на примере диастеранов;

i) Кластерный анализ PCA. Статистический сравнительный анализ PCA был проведен в программном обеспечении PIGI с целью установления генетической типизации нефти по биомаркерному составу. Для генетической типизации нефти применяются 4 вида биомаркерных параметров: параметры для определения среды осадконакопления, фашиально-литологические и катагенетические показатели. Суть PCA анализа заключается в том, что чем выше процент каждого компонента PC, тем выше охват данных и, соответственно, тем выше достоверность анализа PCA. Компоненты PC-1 и PC-2 составляют 84,18% и 4,29% общей изменчивости (variables) соответственно. Был построен график зависимости компонентов PC-1 и PC-2, охватывающих 88,47% общей изменчивости (рис. 6). По данному графику видно, что все нефти Центрального Нуралы и

3 пробы № 69, 70 и 96 Западного Нуралы образуют общую группу, что указывает на их генетическое единство, хотя нефть скв. № 226 находится далеко. Остальные нефти можно отнести ко второй группе, хотя нефти самой южной части м. Нуралы находятся в середине двух групп;

ii) Визуальное сравнение масс-фрагментограмм. Как видно из визуальных сравнений на масс-фрагментограмме диастеранов по m/z 259 в представительных нефтях (рис. 7) Западного Нуралы, скв. № 53, 125 и 103, присутствуют дополнительные пики, которые отсутствуют в представительных нефтях Центрального Нуралы, хотя нефть скв. № 69 генетически больше близка к нефтям Центрального Нуралы.

Итак, по биомаркерному составу нефтей было выявлено как минимум 2 генетически разные группы нефтей в пределах

м. Нуралы, которые испытывали разные термобарические условия и образовались в разных терригенных (глинистых) ОВ, осаждавшихся в озерной среде в юрском периоде. Нефти Центрального Нуралы являются более термически зрелыми и по плотности легче нефти Западного Нуралы. Термическая зрелость проб Центрального Нуралы уменьшается с северо-восточной части м. Нуралы в сторону юго-западной части, что также может указать на направление миграции УВ. Проведение аналогичных анализов по соседним месторождениям позволяет не только проводить генетическую типизацию нефти, что применяется для прогноза нефтегазоносности региона, но также и определить направление путей миграции в масштабе бассейна, что уменьшает риски бурения «пустых» разведочных скважин.

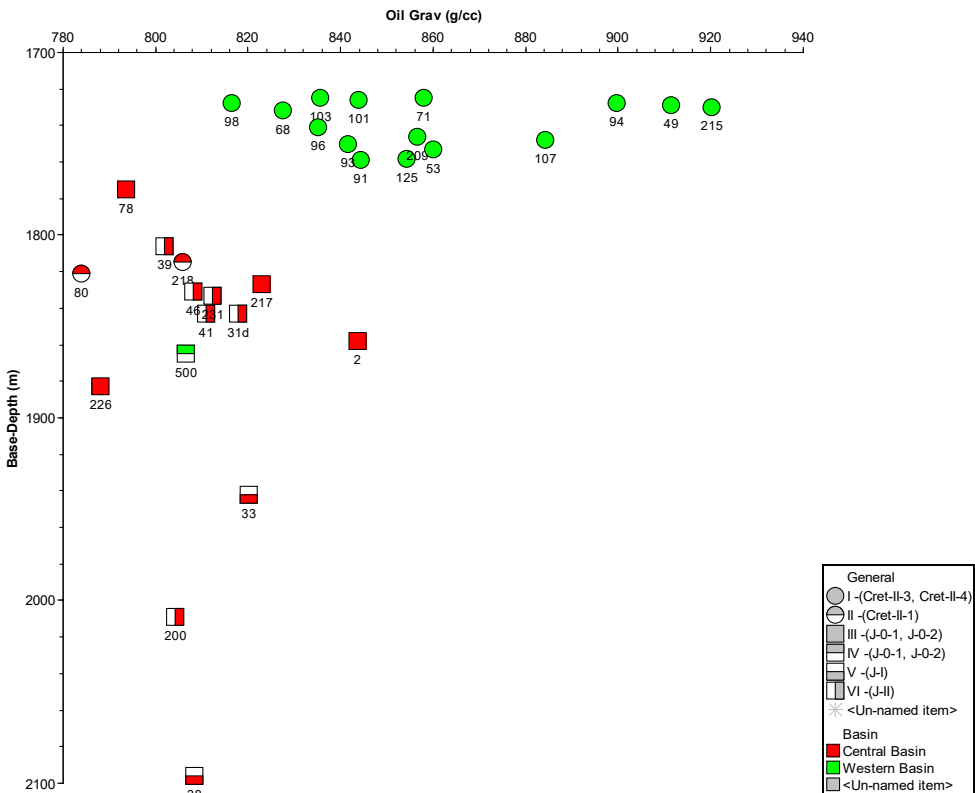


Рисунок 4. График зависимости плотности нефти м. Нуралы от глубины залегания

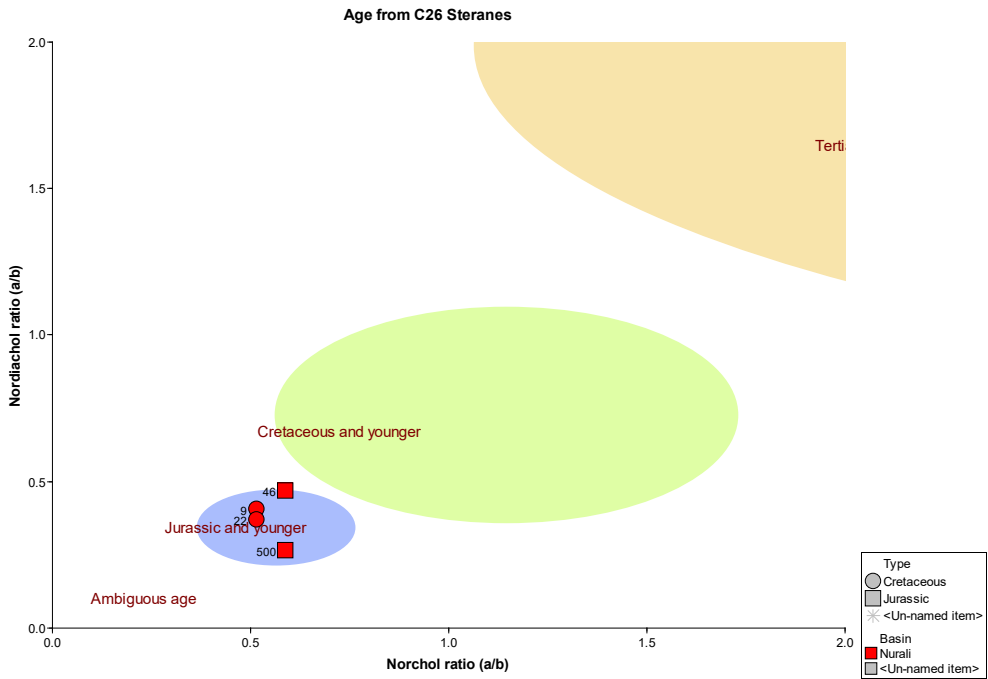


Рисунок 5. График зависимости норхолестана от нордихолестана

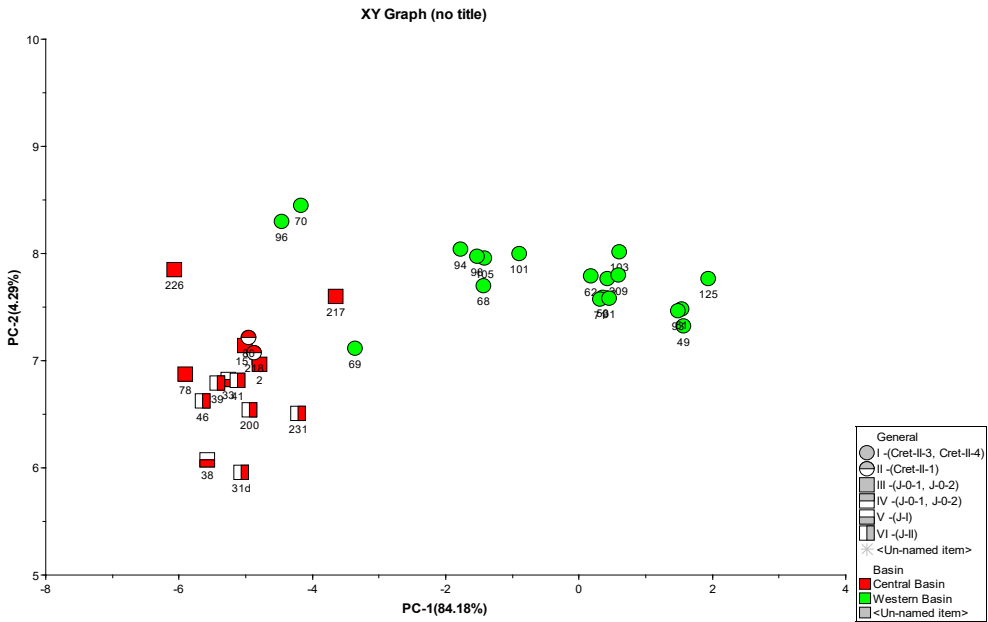


Рисунок 6. 2D PCA анализ исследованных нефтей по биомаркерному составу

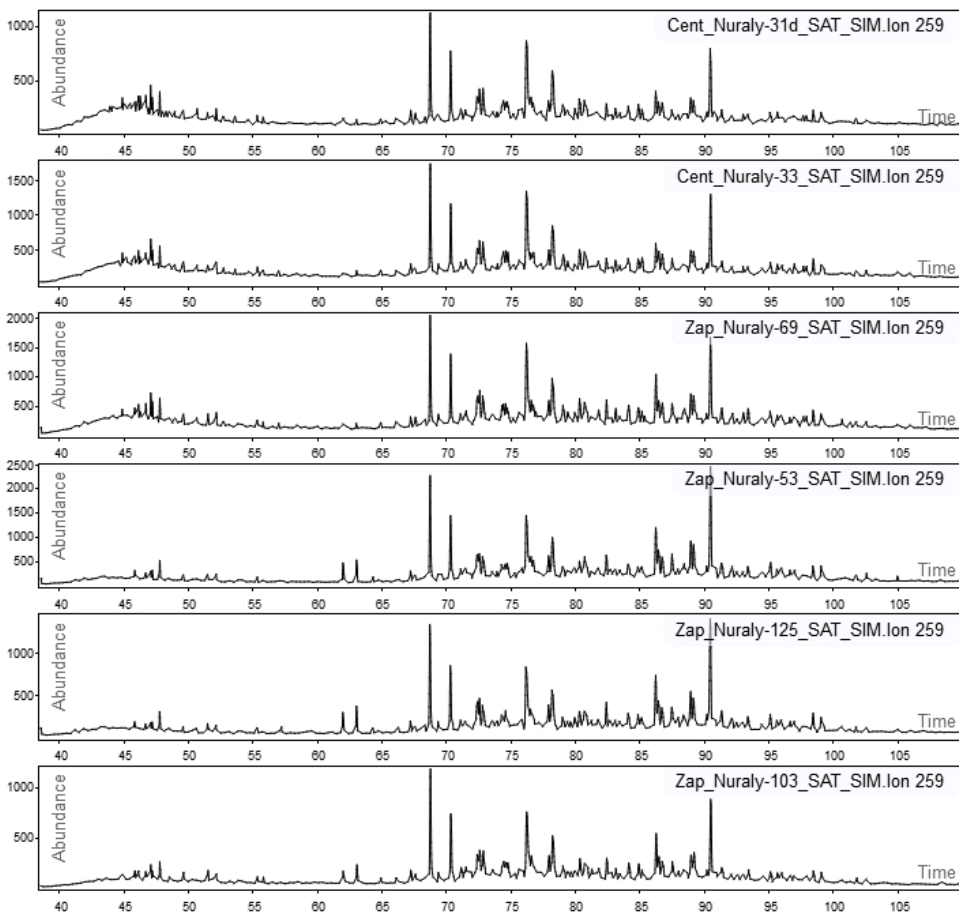


Рисунок 7. Масс-фрагментограмма диастеранов в представительных пробах нефти по сигналу m/z 259

Интерпретация результатов фингерпринтинга нефти

Фингерпринтинг нефти по технологии компании Shell на LTM-GC заключается в том, что различия флюидов по ароматическим пикам нефти вызваны разобщенностью резервуаров, что препятствует перемешиванию флюидов. Более детальная информация о данной методике была представлена в нашей предыдущей работе [12]. Для корреляции нефтей продуктивных пластов использовались соотношения 12 ароматических пиков на хроматограммах LTM, по которым строятся так называемые звездчатые диаграммы (рис. 8), наглядно иллюстрирующие сходство и

различие флюидов. В первую очередь, в данной работе проведено сопоставление усреднённых значений ароматических компонентов в составе нефти м. Нуралы. Затем сравнение фингерпринтинга нефти осуществлялось тремя подходами: по звездчатой диаграмме, по дендрограмме Варда и по кластерному анализу PCA.

Звездчатая диаграмма. Сопоставление ароматических значений 36 проб нефти м. Нуралы на звездчатой диаграмме в Excel указало на наличие значительного отличия их друг от друга, что отмечается разными цветами в виде трех основных групп и наглядно иллюстрируется на рис. 8.

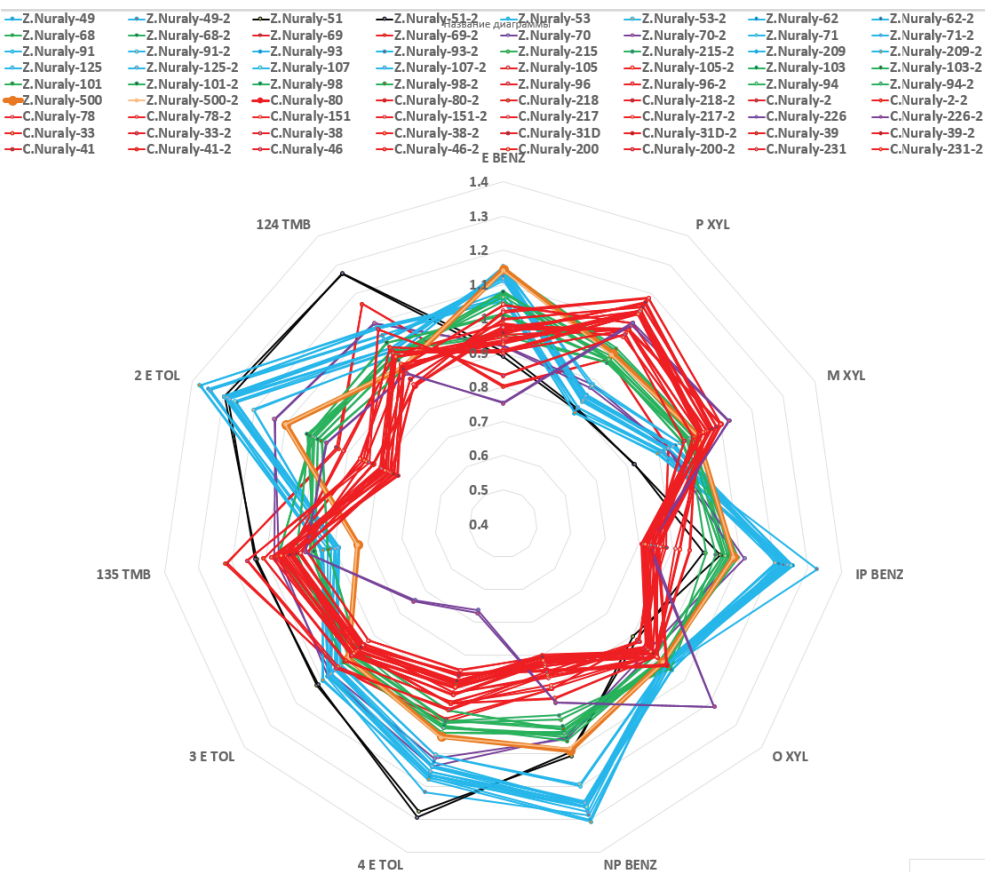


Рисунок 8. Фингерпринтинг нефтей в виде звездчатой диаграммы на ПО OpenLab

Большинство изученных нефтей Центрального Нуралы приурочены к юрским отложениям (Ю-I и Ю-II), где продуктивные объекты находятся относительно ниже Западного Нуралы, хотя только 2 скв. (№ 80, 218) в этой части разрабатывают в меловом горизонте (М-II-1). Все нефти Центрального Нуралы, кроме скв. № 226, сходны по конфигурациям звездчатых диаграмм (красные) и составляют первую группу. Интересным феноменом было то, что меловые нефти скв. № 69, 96 и 105 на Западном Нуралы также сходны с нефтями Центрального Нуралы, несмотря на большое расстояние. Такая идентичность звездчатых диаграмм в нефтях может указывать на хорошую флюидосообщаемость пород-коллекторов между ними. Все изу-

ченные нефти Западного Нуралы, кроме скв. № 500, стратиграфически приурочены к меловым отложениям (М-II-3, М-II-4), где продуктивный интервал меняется от 1750 до 1765 м. Почти все нефти северо-западной части Западного Нуралы, кроме скв. № 51, 500 и 70, обладают идентичными ароматическими составами и составляют вторую (синюю) группу. Отличие нефти скв. № 51 (черная) от остальных нефтей скв. № 91, 125 и 53 по конфигурации дает основание предположить добычу на этой скважине из другой залежи, хотя различие в юрской нефти скв. № 500 от остальных меловых нефтей связано с их разными залежами. Нефти южной части Западного Нуралы попадают под третью группу, отмеченную зеленым.

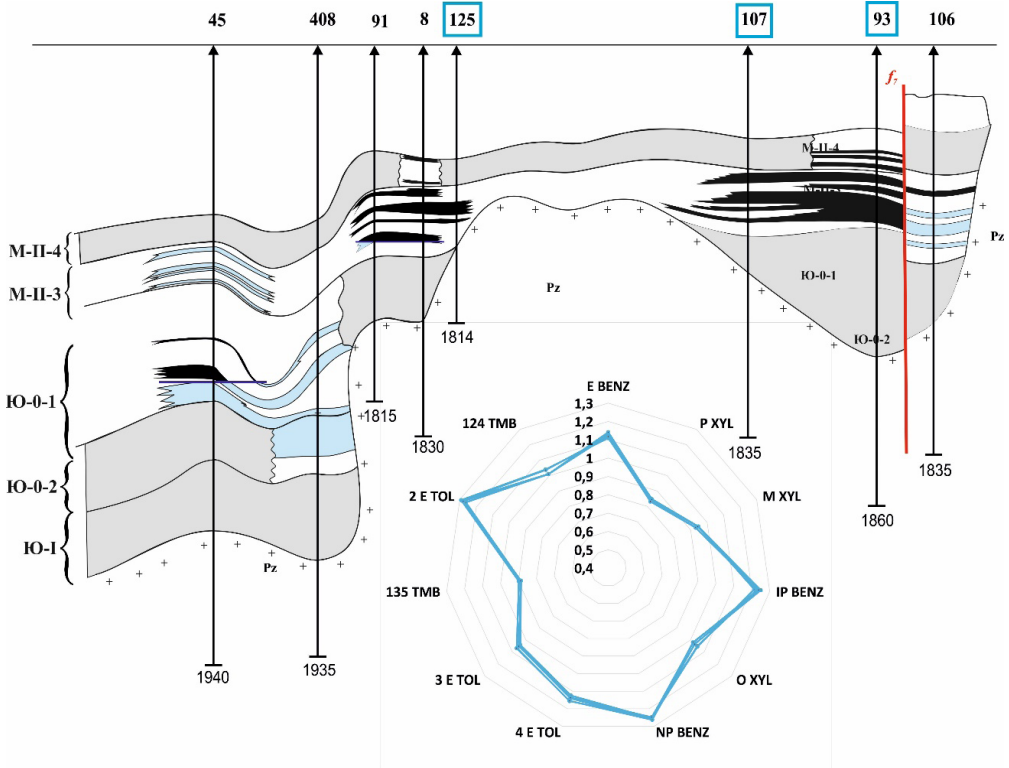


Рисунок 9. ВНК и звёздчатая диаграмма нефти скв. № 125, 107 и 93

Как видно на рис. 8, показатели нефти, отмеченные зеленым в звездчатой диаграмме, лежат между показателями нефтей, отмеченных красным и синим, что указывает на их смесь. Таким образом, нефти третьей группы являются смешанным вариантом нефтей из первой (красной) и второй (синей) групп. Из этого напрашивается вывод, что залежь в южной части Западного Нуралы (группа 3), вероятно, сформировалась за счет

поступления и смешения УВ-флюидов из северо-восточного направления (группа 1) и северо-западного направления (группа 2) (рис. 12). Информацию по флюидосообщаемости надо учесть при построении геологических карт. Например, звездчатые диаграммы нефтей из скв. 125, 107 и 93 очень схожи, что позволяет предположить единство резервуара на этом участке Западного Нуралы (рис. 9).

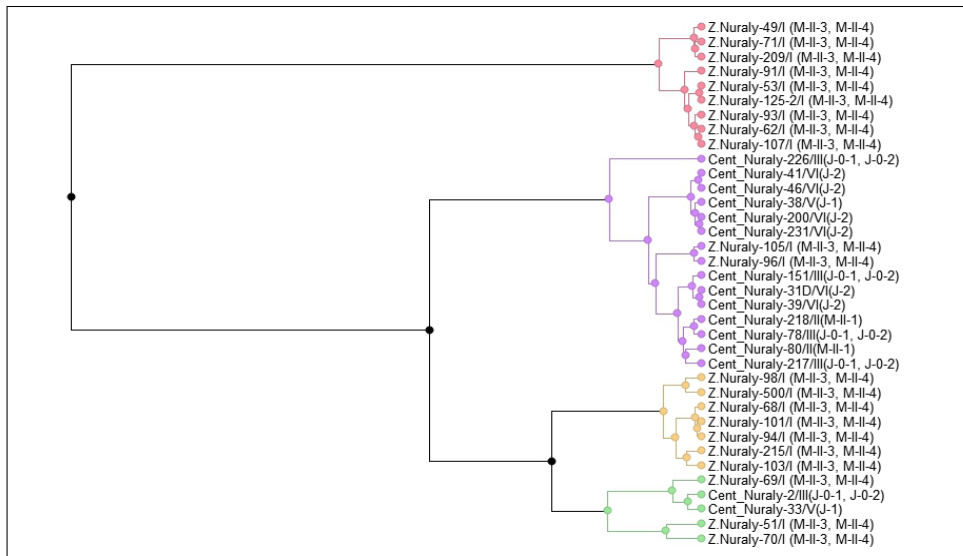


Рисунок 10. Дендрограмма Варда по фингерпринтингу нефти на ПО Malcom(Schlumberger)

Дендрограмма Варда. Программное обеспечение Malcom выдает схематичные «семейные древа» нефти, так называемые «дендрограммы», основанные на методе Варда (Wardmethod) [10]. Дендрограмма показывает степень близости отдельных объектов и кластеров, а также наглядно демонстрирует в графическом виде последовательность их объединения или разделения. На представленной дендрограмме (рис. 10), построенной по результатам фингерпринтинга нефти, можно выделить 4 группы нефтей, отмеченных разными цветами. По результатам дендрограммы Варда установлено, что нефти коррелируют между собой в основном по горизонту. В последовательном порядке нефти Западного Нуралы отличаются от Центрального Нуралы. За последние десятилетия на м. Нуралы проводятся разные промышленные исследования – геофизические исследования скважин, гидродинамические исследования скважин, трассерные исследования и т.д., во время которых также рекомендуется учесть результаты фингерпринтинга нефти. Например, дендрограмма Варда (рис. 10) позволяет обоснованно подобрать кандидатуры добывающих скважин для перевода под нагнетание.

PCA анализ. Компоненты PC-1 и PC-2 составляют 83,98% и 10,86% общей изменчивости (variables) соответственно. Был построен график зависимости компо-

нентов PC-1 и PC-2, охватывающих 94,84% общей изменчивости (рис. 11), результаты которого хорошо согласуются с результатами звездчатой диаграммы. Здесь также выявлено 3 разных группы, отмеченных разными цветами. Почти все пробы Центрального Нуралы и нефти скв. № 96 и 105 Западного Нуралы формируют отдельную группу (красный), в то время как нефти северо-западной части Западного Нуралы, кроме скв. № 51, 500 и 70, образуют компактную синюю группу. При наложении этих групп на структурную карту м. Нуралы (рис. 12) становится очевидно, что такое распределение разных групп нефтей связано именно с геологической особенностью месторождения. Предположительно м. Нуралы имеет как минимум 2 гидродинамических блока, смешивающихся между собой в южной части Западного Нуралы. Явное отличие скв. № 226 от остальных нефтей Центрального Нуралы может быть объяснено тем, что она находится на периферии и добыча идет также за счет другого горизонта. Для подтверждения этого нужно провести анализы нефти Восточного Нуралы (скв. № 400, 401, 410 и др.), которые в момент отбора находились в бездействии.

По результатам звездчатой диаграммы и дендрограммы Варда по составу нефть скв. № 226 немного отличается от остальных нефтей Центрального Нурала

лы, хотя согласно 2D графика она имеет почти положительную корреляцию с нефтями Центрального Нуралы, что требует дальнейших объяснений. В связи с этим был построен график зависимости РС-1, РС-2 от РС-3 в трехмерном пространстве для охвата большей информации по сравнению с плоским изображением на РС-1

и РС-2. На данном 3D-графике, который охватывает 97,14% данных по 12 пикам ароматических компонентов, видно, что значения нефти скв. № 226 вовсе не так близко находятся к остальным (красным) кругам, а впереди всех кругов (рис. 13), а результаты 2D и 3D графиков по остальным пробам хорошо согласуются.

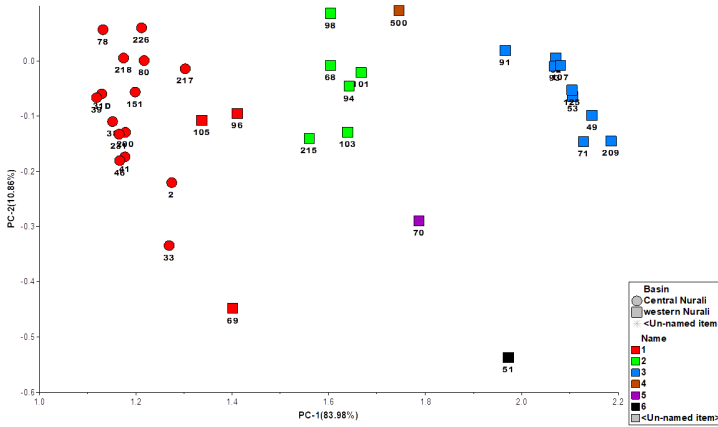


Рисунок 11. 2D PCA анализ исследованных нефтей по фингерпринтингу

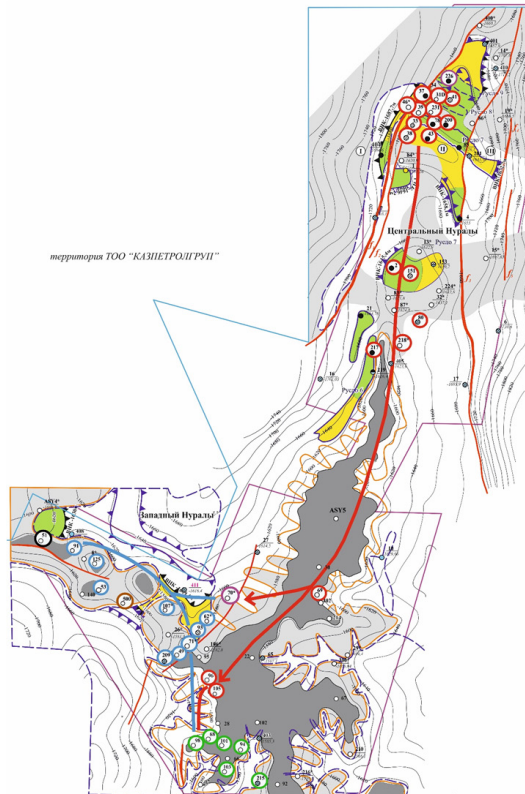


Рисунок 12. Карта распространения выделенных типов нефтей на м. Нуралы с вероятным направлением миграции нефтей по результатам геохимических исследований

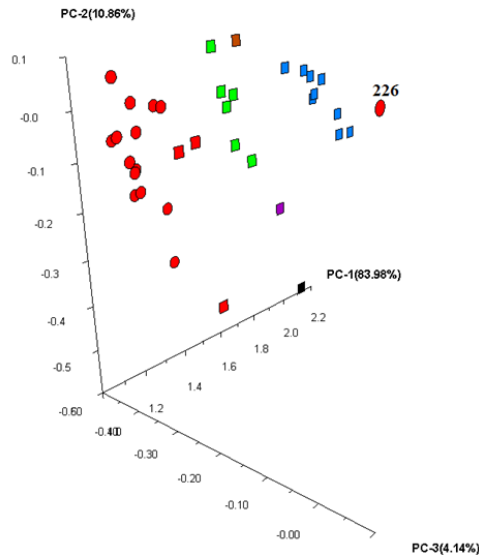


Рисунок 13. PCA анализ в трехмерном пространстве

Выводы

В статье сопоставлены результаты биомаркерного состава и фингерпринтинга нефти всех добывающих скважин м. Нуралы (36 проб) в целях расшифровки генетической принадлежности нефти и прогнозирования пути миграции нефти на м. Нуралы. По результатам биомаркерного анализа установлено, что нефти Центрального Нуралы отличаются от нефтей Западного Нуралы по генетическим параметрам, а залежь в южной части Западного Нуралы, вероятно, формировалась за счет поступления и смешения УВ-флюидов северо-восточного и северо-западного направлений, что также хорошо согласуется

с результатами фингерпринтинга. Таким образом, предположительно м. Нуралы имеет как минимум 2 гидродинамических блока, смешивающихся между собой в южной части Западного Нуралы. Исследованные нефти образовались в терригенных (глинистых) ОВ, осаждавшихся в озерной среде в юрском периоде. Нефти Центрального Нуралы обладают большей термической зрелостью и более высокой плотностью, чем нефти Западного Нуралы. Термическая зрелость проб Центрального Нуралы понижается с северо-восточной части Нуралы в сторону юго-западной части, что также может указать на направление миграции УВ.

Список использованной литературы

1. Айдарбеков К.Д. История открытия и освоения месторождения Кумколь. – Нефть и газ, 2020, №3–4, (117–118), с. 180–186.
2. Турков О.С. К вопросу о глубинной нефти южно-тургайского бассейна, – Нефть и газ, 2020, № 5 (119), с. 70–83.
3. Жолтаев Г. Жылкайдаров С.Е. Оценка прогнозных ресурсов углеводородного сырья, Республики Казахстан в 3-х книгах, Книга II. Текст отчета (нефть, газ, конденсат), отчет по Программе 46, г. Алматы, 2003 г.
4. Болат. Е. Условия формирования и закономерности размещения скоплений нефти и газа в южно-тургайском бассейне. – Диссертация на соискание уч. ст. канд. геолого-минерал. наук, Российский Государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, 2020, с.1-97.
5. Волож Ю.А., Быкадоров В.А, Антипов М.П.Спожников Р.Б. Особенности строения палеозойских отложений Тургайско-Сырдарьинского и Устьюртского регионов в связи с перспективами нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла. – Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2016, т. 11, № 4, с. 1–46.

6. Оздоев С.М., Мадишева Р.К., Сейлханов Т.М., Портнов В.С., Исаев И. О нефтегазоносности коры выветривания складчатого фундамента арысқумского прогиба южно-торгайского бассейна. – Нефть и газ, 2020, №1(115). с.17-32.

7. Мадишева Р.К. Исследование геодинамической обстановки осадконакопления и формирования нефтегазоносности доюрского комплекса Арысқумского прогиба. – Диссертация на соискание степени доктора философии, Карагандинский технический университет, Караганда, 2020, с. 1-68.

8. Голышев С.И., Падалко Н.Л., Мадишева Р.К., Оздоев С.Ж., Портнов В.С, Исаев В.И. Изотопный состав нефтей Арысқумского прогиба (Южный Казахстан). – Известия Томского политехнического университета, Инжиниринг георесурсов, 2020, с. 80–89.

9. Сейтхазиев Е.Ш., Байбурина Г., Отчет геохимические исследования проб нефти на месторождении Акшабулак Восточный, Акшабулак Центральный и Нуралы. – Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2015, с.1-78.

10. Сейтхазиев Е.Ш., Джумабаев Т.Е, Латипова А.М., Досмұхамбетов А.К. Отчет геохимические исследования проб нефти месторождения Нуралы (в рамках проекта «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата, и попутных компонентов месторождения Нуралы»). – Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2021, с. 1-88.

11. Джаксылыков Т.С., Даутов А.М, Гуковский Д.А., Есенов К.М., Джумагалиева А.К. Новые данные о геологическом строении и геолого-динамической характеристике м. Нуралы. – Авторский надзор за реализацией проектного документа м. Нуралы, 2020. с.1-125.

12. Е.Ш. Сейтхазиев, Р.Н.Утеев, Н.Д.Сарсенбеков, Е.Т. Тасеменов, А.К.Досмұхамбетов Геохимический атлас по «фингерпринтингу» нефти месторождений АО «Эмбаунайгаз». – Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2020, № 3, с. 61–70. <https://kmggen.kz/study/vestnik/journal/vestnik-2-3-2020/>.

НҰРАЛЫ КЕН-ОРНЫҢДАҒЫ МҰНАЙ МИГРАЦИЯСЫ ЖОЛДАРЫН БОЛЖАУ ЖӘНЕ ГЕНЕТИКАЛЫҚ ШЫҒУ-ТИЕСІЛІГІН АНЫҚТАУҒА МҰНАЙДЫҢ БИОМАРКЕРЛЕРІ МЕН ФИНГЕРПРИНТИНГ ТӘСІЛДЕРІН ҚОЛДАНУ

**Е.Ш. Сейтхазиев, Р.Н. Өтеев, М.К. Мұстафаев, Ш. Лю,
Н.Д. Сарсенбеков, А.К. Досмұхамбетов, Т.Е. Джумабаев**

Бұл мақалада мұнайды генетикалық белгілері бойынша генетикалық топтастыру және кен-орны аумағында сұйықтық байланысын айқындау, одан әрі мұнайдың миграциялық бағытын анықтау мақсатында Нұралы кен-орнының барлық мұнай-өндіру ұңғымалары бойынша биомаркерлік талдау мен мұнайды фингерпринтинг интерпретациялау (36 үлгі бойынша) нәтижелері берілген. Биомаркер зерттеулері бойынша Орталық және Батыс Нұралы мұнай үлгілері бойынша генетикалық шығу тегі әр түрлі екендігі, ал Батыс Нұралы учаскелерінің оңтүстік бөлігіндегі мұнай үлгілерінің солтүстік-шығыс және солтүстік-батыс бағыттары мұнай негіздерінде қалыптасқаны анықталды.

Орталық-Нұралы мұнайының Батыс-Нуралы мұнайына қарағанда термикалық жағынан жетілу деңгейі жоғары және тығыздығы төмен болып келеді. Орталық-Нұралы кен-орнынан алынған мұнай үлгілерінің термикалық жетілуі Нұралының солтүстік-шығыс бөлігінен оңтүстік-батыс бөлігіне қарай төмендейді. Бұл жағдай, сонымен қатар көмірсутектердің миграция бағытын да көрсетуді ықтимал. Орталық-Нұралының солтүстік-шығыс бөлігінде газ тақиясының кездесуі - олардың жоғары термикалық жетілуіне байланысты болуы мүмкін деген болжамға әкеледі.

Түйін-сөздер: биомаркерлер, мұнай фингерпринтингі, стерандар, диастерандар, Нұралы, мұнайға қаныққан тау-жыныстары, термикалық жетілу, корреляция.

APPLICATION OF BIOMARKERS AND OIL FINGERPRINTING FOR GENETIC CLASSIFICATION OF OIL FAMILIES AND PREDICTION OF OIL MIGRATION PATHWAYS IN NURALY FIELD

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

This paper presents the interpretation of the results of biomarker analysis and oil fingerprinting of all producing wells (36 samples) of Nuraly field for genetic typing and fluid communication assessment within the field, followed by predicting the hydrocarbon migration pathways. According to the biomarker study, it was revealed that the oils of central and western Nuraly have genetically different origins, and the petroleum accumulation in the southern part of West Nuraly was formed by the continuous secondary migration of HC from the northeastern and northwestern directions. Oils from central Nuraly field have higher thermal maturity and lower density than those of western Nuraly do. The thermal maturity of samples from Central Nuraly decreases from the northeastern part of Nuraly towards the southwestern part, which may also attest to hydrocarbon migration pathways. The presence of gas caps in the northeastern part of Central Nuraly may be due to their high thermal maturity.

Key words: biomarkers, oil fingerprinting, steranes, diasteranes, Nuraly, 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@llpcmg.kz.

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

Сарсенбеков Нариман Данебекович – соискатель ученой степени PhD, управляющий директор по лабораторным исследованиям, sarsenbekov.n@llpcmg.kz.

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

Джумабаев Турар Ергалиевич – ведущий инженер лаборатории геохимических исследований нефти, воды и породы, dzhumabayev.t@llpcmg.kz.

Атырауский филиал ТОО «КМГ инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

Мустафаев Мурат Кенесбаевич – генеральный директор (Председатель Правления), mmustafaev@kgm.kz.

Шаюю Лю – первый заместитель генерального директора, shlui@kgm.kz.
ТОО СП «Казгермунай», г. Кызылорда, Казахстан