

УДК 550.4; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-5.04>
<https://orcid.org/0000-0002-5726-9567>
<https://orcid.org/0000-0002-4940-3156>

О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АРЫСКУМСКОГО ПРОГИБА ЮЖНО-ТОРГАЙСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА



Р.К. МАДИШЕВА,
доктор PhD,
ст. преподаватель,
rimea_kz@mail.ru



В.С. ПОРТНОВ,
доктор техн. наук,
профессор,
vs_portnov@mail.ru

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КАРАГАНДИНСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМ. АБЫЛКАСА САГИНОВА»
Республика Казахстан, 100022, г. Караганда, пр. Н. Назарбаева, 56

Рассмотрены лабораторные исследования, проведенные для сопоставления состава нефтей из мезозойских и докембрийских образований: комплексный анализ молекулярного состава нефтей хромато-масс-спектрометрией; разделение и идентификация состава алканов газожидкостной хроматографией; ЯМР-спектроскопическое определение фрагментного состава нефтей; масс-спектрометрией был определен изотопный состав углерода, идентифицирующий генезис углеводородов по отношению к зонам нефтегазообразования.

В результате исследования были получены данные, позволяющие выявить сходство между нефтями из разновозрастных отложений в пределах грабен-синклиналей, а именно близкие значения геохимических параметров и относительное содержание отдельных классов биомаркеров позволили предположить генетическое единство нефтей из нижнего мела и протерозоя Акшабулакской грабен-синклинали и генетическое единство нефтей из нижнего мела и палеозоя Аксайской горст-антиклинали. Значение отношений пристан/фитан указывают на единую обстановку формирования исходного органического вещества в пределах структур – субокислительные условия в Акшабулакской грабен-синклинали и окислительные условия в Аксайской горст-антиклинали, и существование более высокого окислительно-восстановительного потенциала в Бозингенской грабен-синкли-

нали. Данные газожидкостной хроматографии показали незначительное отличие термической преобразованности исследованных нефтей, которые были отнесены к категории «зрелые». Результаты ЯМР-спектроскопии в комплексе с другими методами указывает на генетическое единство нефтей из нижнего мела и протерозоя Акшабулакской грабен-синклинали и генетическое единство нефтей из нижнего мела и палеозоя Аксайской горст-антиклинали. Сравнительный анализ изотопного состава углерода нефтей юрских и меловых отложений Арысқумского прогиба и нефтей различных бассейнов мира показал схожий диапазон их вариаций и возможную генетическую связь исследуемых нефтей с органическим веществом сапропелевого типа.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: геохимические методы исследования, хромато-масс-спектрометрия, ЯМР-спектроскопия, Южный-Торгай, нефть и газ, нефтематеринские пласты, источники углеводородов.

ОҢТҮСТІК ТОРҒАЙ ШӨГІНДІ БАСЕЙНІ АРЫСҚҰМ ОЙЫСЫНЫҢ МҰНАЙ-ГАЗДЫЛЫҒЫ ТУРАЛЫ

Р.К. МАДИШЕВА, PhD докторы, аға оқытушы, rimea_kz@mail.ru

В.С. ПОРТНОВ, техн. ғылым. докторы, профессор, vs_portnov@mail.ru

КОММЕРЦИЯЛЫҚ ЕМЕС АКЦИОНЕРЛІК ҚОҒАМ «ӨБІЛҚАС САҒЫНОВ АТЫНДАҒЫ ҚАРАҒАНДЫ ТЕХНИКАЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ»

Қазақстан Республикасы, 100022, Қарағанды қ., Н. Назарбаев даңғ., 56

Мақалада мезозой және мезозойға дейінгі қабаттардың мұнайларының құрамын салыстыру бойынша жүргізілген зертханалық зерттеулер: хроматография-масс-спектрометрия әдісімен мұнайдың молекулалық құрамын кешенді талдау; газ-сұйықтық хроматографиясы арқылы алкандардың құрамын бөлу және анықтау; майлардың фрагменттік құрамын ЯМР-спектроскопиялық анықтау; көмірсутектердің генезисін мұнай және газ түзілу аймақтарына қатысты анықтайтын көміртектің изотоптық құрамын анықтау үшін масс-спектрометрия қолданылды. Зерттеу нәтижесінде грабен-синклинальдар шегіндегі әртүрлі жастағы кен орындарының мұнайларының ұқсастығын, атап айтқанда, геохимиялық көрсеткіштерінің жақын мәндері мен салыстырмалы мазмұнын анықтауға мүмкіндік беретін зертханалық мәліметтердің нәтижелері алынды. Биомаркерлердің жеке кластары Ақшабұлақ грабен-синклинали төменгі бор және протерозой майларының генетикалық бірлігін және Ақсай горст-антиклиналының төменгі бор және палеозой майларының генетикалық бірлігін болжауға мүмкіндік берді. Пристан/фитан арақатынастарының мәні құрылымдардың ішінде бастапқы органикалық заттардың түзілуі үшін ортақ ортаны көрсетеді – Ақшабұлақ грабен- синклиналында субтотықтырғыштық жағдай және Ақсай горст- антиклиналындағы тотықтырғыштық жағдай, ал Бозінген грабен – синклиналыда тотығу-тотықсыздану потенциалының жоғары болғаны болжалды. Газ-сұйық хроматография деректері зерттелетін мұнайлардың термиялық түрленуінің шамалы айырмашылығын көрсетті, олар «жетілген» деп жіктелді. ЯМР спектроскопиясының нәтижелері басқа әдістермен біріктірілгенде Ақшабұлақ грабен-синклиналиның төменгі бор және протерозой мұнайларының генетикалық бірлігін және Ақсай горст-антиклиналының төменгі бор және палеозой майларының генетикалық бірлігін көрсетеді. Арысқұм ойысында юра және бор шөгінділері мен әлемнің әртүрлі бассейндеріндегі мұнайлардың көміртекті изотоптық құрамының салыстырмалы талдауы олардың өзгеру диапазонының

ұқсастығын және зерттелген мұнайлардың сапропель түріндегі органикалық заттармен ықтимал генетикалық байланысын көрсетті.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: геохимиялық зерттеу әдістері, хромато-масса-спектрометрия, ЯМР спектроскопиясы, Оңтүстік-Торғай, мұнай және газ, бастапқы қабаттар, көмірсутек көздері.

ABOUT OIL AND GAS POTENTIAL OF THE ARYSKUM DEPRESSION OF THE SOUTH TORGAI SEDIMENTARY BASIN

R.K. MADISHEVA, PhD, senior teacher, rimma_kz@mail.ru

V.S. PORTNOV, Dr. tech. sciences, professor, vs_portnov@mail.ru

NON-COMMERCIAL JOINT STOCK COMPANY
"KARAGANDA TECHNICAL UNIVERSITY NAMED AFTER ABYLKAS SAGINOV"
56, N. Nazarbayev Ave., Karaganda, 100022, Republic of Kazakhstan

The article discusses laboratory studies carried out to compare the composition of oils from Mesozoic and pre-Mesozoic formations: a comprehensive analysis of the molecular composition of oils by chromatography-mass spectrometry; separation and identification of the composition of alkanes by gas-liquid chromatography; NMR-spectroscopic determination of the fragment composition of oils; mass spectrometry was used to determine the isotopic composition of carbon, which identifies the genesis of hydrocarbons in relation to the zones of oil and gas formation. As a result of the study, the laboratory data were obtained, which made it possible to reveal the similarity between oils from deposits of different ages within the graben-synclines, namely, close values of geochemical parameters and the relative content of individual classes of biomarkers made it possible to assume the genetic unity of oils from the Lower Cretaceous and Proterozoic of the Akshabulak graben-syncline and genetic unity of oils from the Lower Cretaceous and Paleozoic of the Aksai horst anticline. The value of the pristane/ phytane ratios indicates a common environment for the formation of the initial organic matter within the structures - suboxidizing conditions in the Akshabulak graben syncline and oxidizing conditions in the Aksai horst anticline, and the existence of a higher redox potential in the Bosingen graben-syncline. Gas- liquid chromatography data showed a slight difference in the thermal transformation of the studied oils, which were classified as "mature". The results of NMR spectrometry in combination with other methods indicate the genetic unity of oils from the Lower Cretaceous and Proterozoic of the Akshabulak graben- syncline and the genetic unity of oils from the Lower Cretaceous and Paleozoic of the Aksai horst anticline. A comparative analysis of the carbon isotopic composition of oils from the Jurassic and Cretaceous deposits of the Arysium depression and oils from various basins of the world showed a similar range of their variations and a possible genetic relationship of these oils with organic matter of the sapropel type.

KEY WORDS: geochemical research methods, chromato-mass spectrometry, NMR spectroscopy, South-Torgai, oil and gas, source reservoirs, hydrocarbon sources.

Введение. Современные геохимические исследования имеют большое значение в вопросе о происхождении и об источнике углеводородов, находя широкое практическое применение при прогнозировании нефтегазоносности недр, где одним из главных направлений оценки перспектив нефтеносности является изучение нефтей. Сопоставление состава нефтей из различных залежей дает возможность определить нефтематеринские толщи, зоны нефтеобразования и нефтенакопления. Сравнению подлежат соединения в нефтях, которые наиболее или наименее подвержены изменениям, вызванными такими факторами, как вымывание водой, биodeградация и термическое преобразование.

Южно-Торгайский осадочный бассейн представляет собой юго-восточную окраину Торгайского прогиба, относящейся по толщине осадочного чехла, особенностям тектонических и литолого-стратиграфических характеристик к внутриконтинентальному осадочному бассейну [1]. На востоке бассейн граничит с западными окраинами Улытауского мегантиклинория, на юго-западе – с горно-складчатыми сооружениями Большого Каратау, условной границей на западе является Нижне-сырдарьинский свод.

Согласно «Карте перспектив нефтегазоносности Казахстана» (2002), бассейн относится к Восточному нефтегазогеологическому региону (рисунк 1) и является одним из важных нефтегазодобывающих районов Республики Казахстан, где за более чем 30 лет проведено огромное количество ГРП. Тектонический бассейн состоит из Жиланшикского на севере и Арыкумского прогибов на юге, в последнем

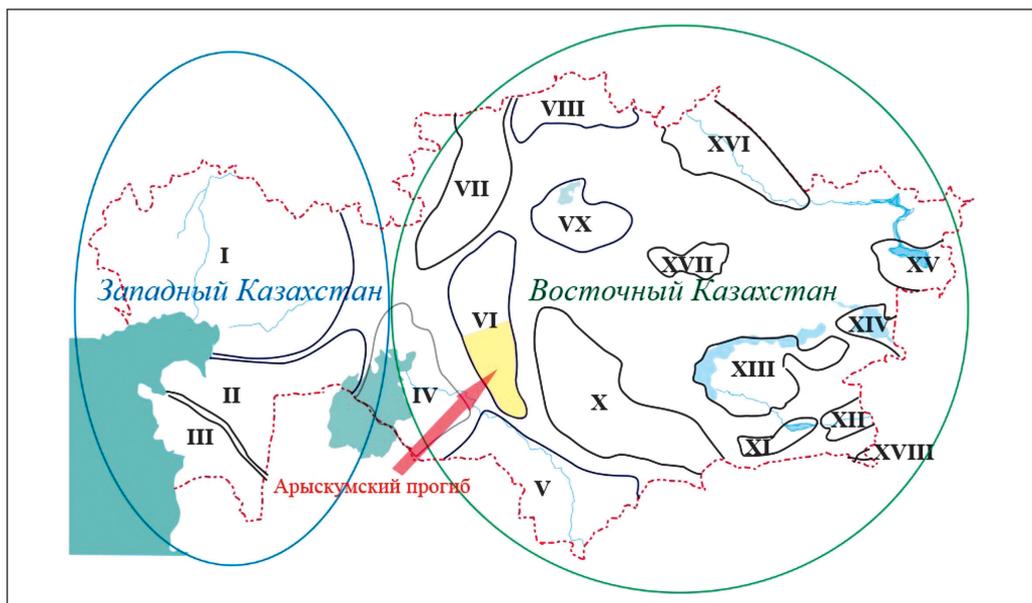


Рисунок 1 – Схема положения осадочных бассейнов Казахстана [1]: I – Прикаспийский; II – Устьуртско-Бозашинский; III – Мангистауский; IV – Аральский; V – Сырдарьинский; VI – Южно-Торгайский; VII – Северо-Торгайский; VIII – Северо-Казахстанский; IX – Тенизский; X – Шу-Сарысуиский; XI – Западно-Илийский; XII – Восточно-Илийский; XIII – Балхашский; XIV – Алакольский; XV – Зайсанский; XVI – Прииртышский; XVII – Карагандинский; XVIII – Текесско-Каркаринский

открыты и находятся на разных стадиях освоения около 50 месторождений нефти и газа, подавляющая часть которых на сегодняшний день находятся на поздней стадии разработки и характеризуются высокой степенью выработки запасов [2].

Внутренняя часть Арыкумского прогиба дифференцирована на относительно приподнятые и опущенные участки, образовавшиеся в мезо-кайнозойский цикл геодинамической эволюции в триасе, в результате грабено-горстового раскола фундамента (рисунк 2) [3].

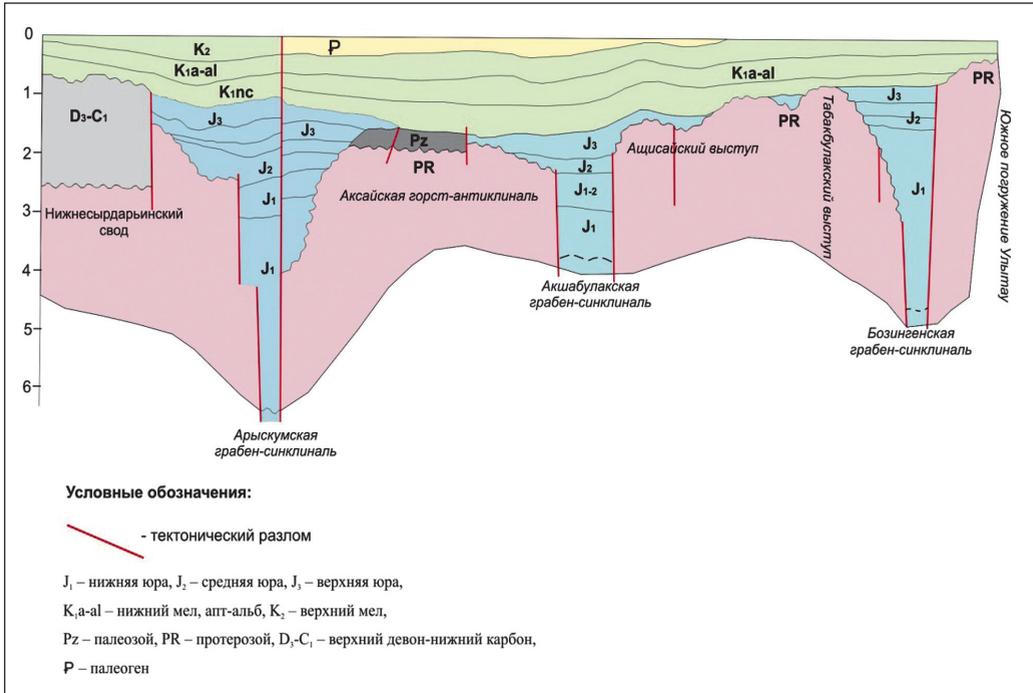


Рисунок 2 – Сводный ортогональный геологический разрез Арыкумского прогиба (по линии Арыкум-Улытау) [3]

В вертикальном разрезе выделяются три комплекса, с которыми связана нефтегазоносность Арыкумского прогиба: литолого-стратиграфический комплекс юрско-меловых отложений, девонско-нижнекаменноугольные образования квази-платформенного комплекса и дезинтегрированные выступы фундамента [4].

Породы юрско-мелового периода Южно-Тургайской впадины, отлагавшиеся в типичном мезозойском рифтогенном бассейне, по данным геохимических исследований содержат различного типа органические вещества, концентрация которых превышает кларковые значения. Исследуя термобарические условия бассейна, а также реконструкции палеотемператур осадочного бассейна, к нефтегазоматеринским толщам были отнесены сазымбайская, айболинская свиты нижнеюрских отложений, дощанская, карагансайская свиты средне-нижнеюрских отложений, а также кумкольская свита верхнеюрских отложений грабен-синклиналей [5].

Домезозойские образования представлены отложениями рифея, венда, ордовика, а также девонскими и каменноугольными отложениями. Протерозойско-нижнепа-

леозойский кристаллический фундамент представлен метаморфизованными темнозелеными крепкими гнейсами, с зеркалами скольжения, кварц-мусковитовыми темно-серыми сланцами.

Продуктивные комплексы доюрских образований расположены на выступах фундамента и представлены палеозойскими и протерозойскими образованиями, коллектора – трещиноватые, в кровельной части разрушены, образуют кору выветривания и представляют собой вторичные коллекторы с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Основными объектами поисково-разведочных работ являются мелово-юрские отложения, к которым приурочены большинство месторождений Арыкумского прогиба. Однако промышленные нефтегазопроявления нефти, полученные при испытании домезозойских образований, позволяют предположить наличие у них определенного потенциала нефтегазоносности.

В этой связи были проведены исследования методами газо-жидкостной и хромато-масс-спектрометрии для выявления сходства и различия между составом УВ нефтей, залегающих в доюрских отложениях фундамента Арыкумского прогиба и нефтей из перекрывающих их осадочных толщ, и определения особенности фациальных условий накопления нефтематеринского вещества на исследуемой территории, изотопный состав углерода нефти, а также ЯМР-спектроскопия.

Материалы и методы исследований. Разделение и идентификация состава алканов проводились на газожидкостных хроматографах МОЗ «Хроматограф» (Модель 3700) и Perkin-Elmer Sigma 2B с применением газоионизационного детектора, в качестве газа носителя использовали гелий, с капиллярной колонкой в 33 м, смоченной фазой SE-52.

С использованием магнитного хромато-масс-спектрометра Trace-DSQ фирмы «Thermo Scientific» (Германия) определено относительное содержание в нефтях алканов (Alks), алкилбензолов (ABs), нафталинов (Nfs), фенантронов (Ps), хейлантанов (Chs), гопанов и гаммацерана (Hs), диа- (DSts) и регулярных (Sts) стеранов (таблица 1). Режим работы хроматографа: кварцевая капиллярная хроматографиче-

Таблица 1 – Геологическая характеристика образцов нефтей

Индекс нефти	Боз-Ј1	Акш-К1	Акш-PR	Акс-К1	Акс-Рz
Структурный элемент	Бозингенская грабен-синклиналь	Акшабулакская грабен-синклиналь		Аксайская горст-антиклиналь	
Возраст	J ₁₋₂ kr, J ₁₋₂ ds	K1nc1ar	PR	K1nc1ar	PZ
Глубина, м	1703,3	1623,0	1900,0	1468,0	1439,5
Месторождение	Сорколь	Акшабулак	Акшабулак	Кенлык	Кенлык
П/Ф	3,1	1,6	1,8	2,6	2,7
$\delta^{13}\text{C}, \text{‰}$	-28,3	-30,7	-29,4	-28,7	-28,2

ская колонка фирмы «Thermo Scientific» с внутренним диаметром 0,25 мм, длиной 30 м, толщина фазы 0,25 мкм, неподвижная фаза – TR-5MS; газ-носитель – гелий, температура испарителя 250 °С, температура интерфейса 250 °С.

Изотопный состав углерода нефтей Арыкумского прогиба был определен в лаборатории изотопных методов ТФ АО «СНИИГГиМС» на масс-спектрометре DELTA V ADVANTA.

Спектры ЯМР ^1H , ^{13}C образцов нефти сняты при 25 °С в дейтерированном хлороформе на спектрометре JNM-ECA 400 (400 и 100 МГц на ядрах ^1H и ^{13}C) в лаборатории инженерного профиля ЯМР-спектроскопии Кокшетауского государственного университета им. Ш. Уалиханова.

Результаты и обсуждение. Полученные результаты показали, что в нефтях Арыкумского прогиба значение отношений пристан/фитан выше 1 и меняется незначительно в пределах отдельных структур: в Акшабулакской грабен-синклинали от 1,6 до 1,8, в Аксайской горст-антиклинали от 2,7 до 2,6, что может свидетельствовать о формировании исходного ОВ, продуцировавшее нефти Акшабулакских нефтей в субокислительных условиях, а Аксайской горст-антиклинали – в окислительных условиях. Также относительно повышенное значение Pr/Ph (3,1) в нефти из нижней юры Бозингенской грабен-синклинали свидетельствует о более высоком окислительно-восстановительном потенциале [6].

Газожидкостная хроматография позволяет изучить состав и характер распределения алканов нормального и изопреноидного строения [7]. Геохимические параметры нефтей Арыкумского прогиба, отражающие в определенной мере степень зрелости нефтей, биodeградацию и условия диагенеза, рассчитанные по составу нормальных и изопреноидных алканов (отношение пристана к н- C_{17} (Pr/n- C_{17}) и фитана к н- C_{18} (Ph/n- C_{18}), показали, что исследованные нефти по своей термической преобразованности отличаются незначительно и относятся к категории «зрелые» [8, 9].

В нефтематеринских породах, осадконакопление которых происходило в разных условиях (морских, озерных, дельтовых), развиваются определенные микроорганизмы и биомасса. В исследованных нефтях алканы являются основным классом биогенных органических соединений, содержание которых (рисунки 3, а) для Бозингенской грабен-синклинали составляет 94,2 %, Акшабулакской грабен-синклинали – 93 и 93,5 % и несколько выше в нефтях Аксайской горст-антиклинали – 98,1 и 98,3 %. Относительное содержание по другим классам биомаркеров (нафталины, н-алкилбензолы, фенантрены, пентациклические тритерпаны, диастераны) указывает на их сходство внутри Аксайской горст-антиклинали (пробы нефти Акс-К1 и Акс-Рз). Сходство относительного содержания выделенных классов хемофоссилий (рисунки 4) проб нефтей Акш-К1, Акш-РР внутри Акшабулакской грабен-синклинали, по всей видимости, указывает на их генетическую связь.

Углерод, составляющий основу всех органических соединений, является важнейшим биогенным химическим элементом и имеет два стабильных изотопа [10]. Величина изотопного состава углерода – $\delta^{13}\text{C}$ показывает разницу между изотопным составом образца и стандарта VPDB (карбонат кальция белемнита позднемелового возраста (формация Пи-Ди, Южная Каролина). Близость и различия $\delta^{13}\text{C}$ связывают с условием образования нефтей, при этом облегчение изотопного состава углерода

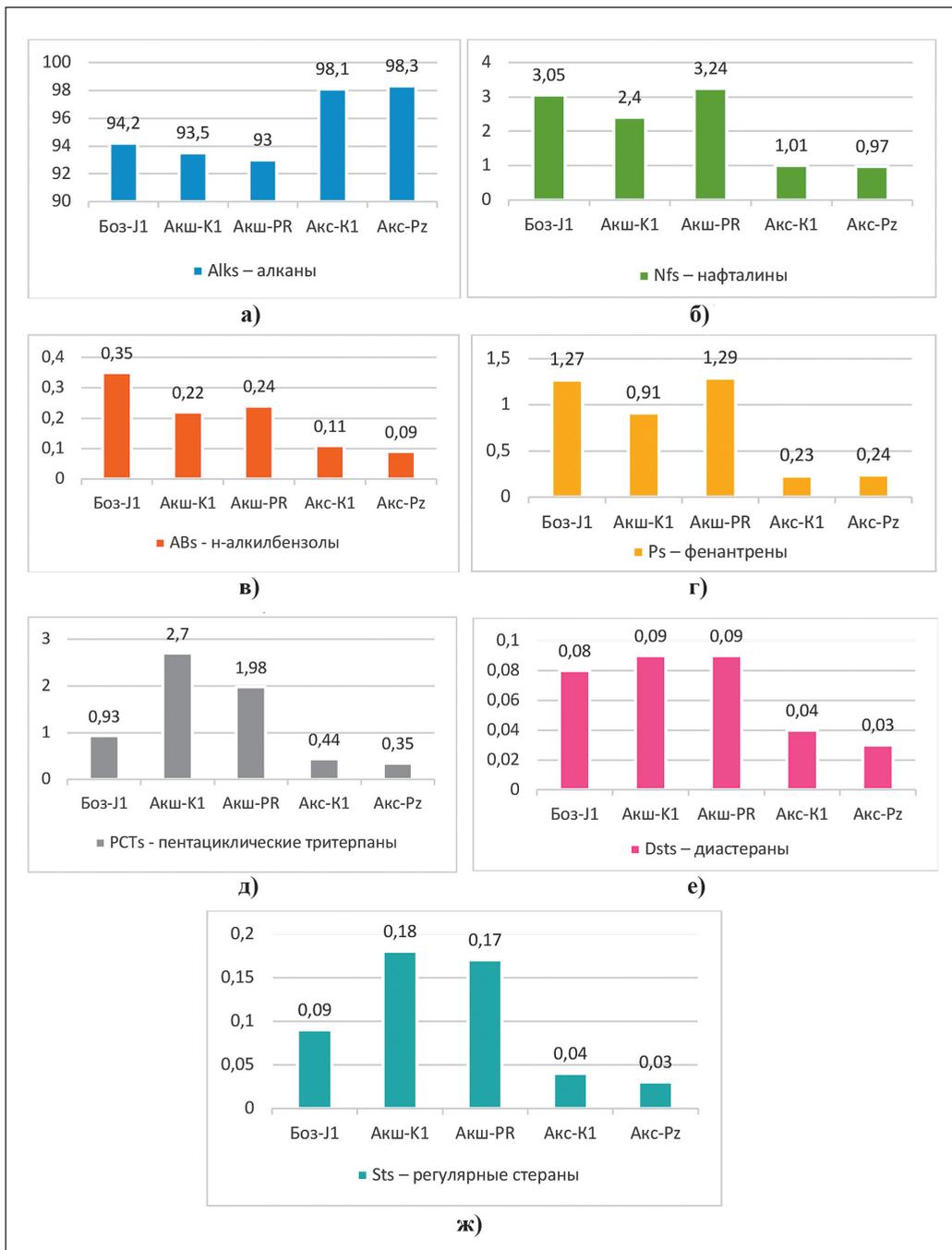


Рисунок 3 – Относительное содержание отдельных классов биомаркеров в нефтях Арыкумского прогиба

указывает на вовлечение в процесс нефтегазообразования более значительных масс органического вещества [11].

Анализ изотопного состава нефтей различных бассейнов мира (таблица 2) показывает определенные региональные закономерности изменения $\delta^{13}\text{C}$ нефтей в течение геологического времени. Отмечается утяжеление состава юрских и меловых нефтей с колебаниями от 1,5 до 3%.

Таблица 2 – Изотопный состав нефтей различных бассейнов мира [12]

Возраст	Район месторождения	$\delta^{13}\text{C}$, ‰	
Мел	Канада	-27,6	-31,1
	Ближний Восток	-27,9	-30,3
	Аляска	-26,5	-34,3
	Западная Сибирь	-34,5	-27,5
Юра	Западная Сибирь	-27,5	-34,5
	Аляска	-30,6	-30,6
	Ближний Восток	-26,6	-26,8
Рифей	Восточная Сибирь	-31,9	-33,0

Согласно изотопному составу углерода юрско-меловых нефтей Арыкумского прогиба (рисунок 4), нефти мелового и юрского возраста могут быть генетически связаны с органическим веществом сапропелевого типа (кероген (I, II типа)).

Сравнительный анализ $\delta^{13}\text{C}$ юрских и меловых нефтей Арыкумского прогиба с изотопным составом нефтей различных бассейнов мира показывает схожий диапазон их вариаций [13].



Рисунок 4 – График распределения изотопного состава углерода нефтей Арыкумского прогиба

Изучение структуры молекул углеводородов методом ядерно-магнитного резонанса позволяет определить окружение атомов водорода в молекуле. В *таблице 3* представлены исследованные образцы нефти на ЯМР-спектроскопии и их фрагментный состав (*рисунок 5*) [14].

Таблица 3 – Исследованные образцы нефти

Проба, №	Месторождение	Местоположение	Возраст
1	Кенлык	Аксайская горст-антиклиналь	K ₁ nc ₁ ar
2	Актау	Аксайская горст-антиклиналь	J ₃ km
3	Карабулак	Аксайская горст-антиклиналь	PZ

Химические сдвиги по данным ЯМР-спектроскопии измерены относительно сигналов остаточных протонов или атомов углерода дейтерированного хлороформа [15].

Учитывая, что общая интегральная интенсивность сигналов ¹H рассчитывается по формуле $N_{\text{общ}} = N_{\text{ар}} + N_{\text{ол}} + N_{\alpha} + N_{\beta} + N_{\gamma}$, были получены результаты, представленные на *рисунок 5*, который демонстрирует близкие геохимические характеристики исследуемых образцов (*рисунок 5*), что позволяет высказать предположение о единой природе и структурно-групповом составе нефтей осадочного чехла и фундамента [16].

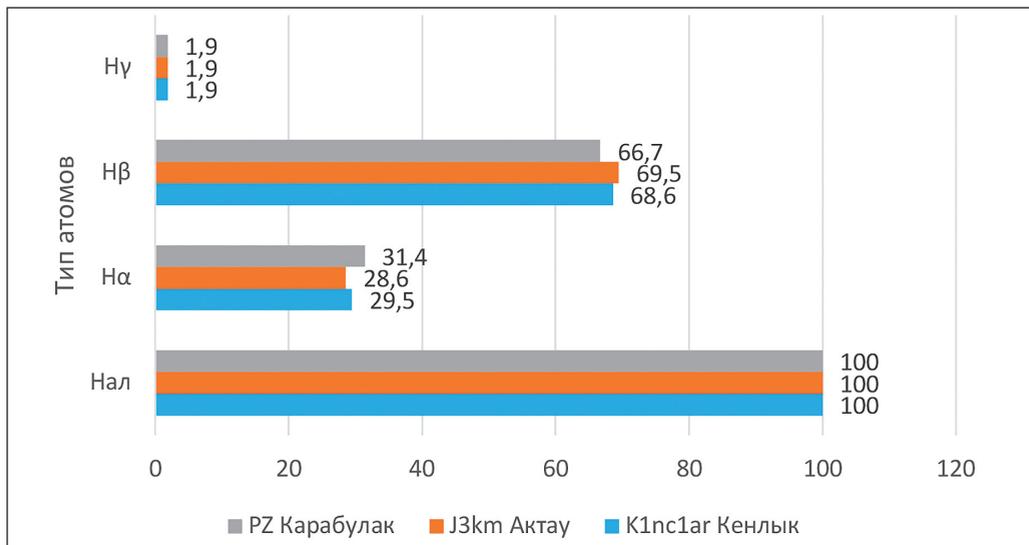


Рисунок 5 – Фрагментный состав проб нефти 1, 2 и 3 (% массовый)

Выводы. Таким образом, из приведенных выше данных видно, что близкие значения геохимических параметров и одинаковый характер распределения n-алканов, нафталинов, n-алкилбензолов, фенантронов, пентациклических тритерпанов и диастеранов в нефтях из мезозойского и доюрского комплексов в пределах отдель-

ных структур свидетельствует о генетическом единстве нефтей из нижнего мела и протерозоя Акшабулакской грабен-синклинали, а также генетическом единстве нефтей из нижнего мела и палеозоя Аксайской горст-антиклинали.

Так, особенности состава УВ нефти из нижней юры Бозингенской грабен-синклинали свидетельствует о более высоком окислительно-восстановительном потенциале. Изученные нефти по своей термической преобразованности отличаются незначительно и относятся к категории «зрелые».

Сравнительный анализ изотопного состава углерода нефтей юрских и меловых отложений Арыскупского прогиба и нефтей различных бассейнов мира показал схожий диапазон их вариаций и возможную генетическую связь данных нефтей с органическим веществом сапропелевого типа.

Результаты ЯМР-спектроскопии нефтей свидетельствуют о генетической связи нефтей юрских и доюрских отложений. 📍

Данное исследование финансируется Комитетом науки Министерства образования и науки Республики Казахстан (грант №AP13268843).

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Кажегельдин А.М., Абдуллин А.А., Беспяев Х.А. и др. Месторождения нефти и газа Казахстана. – Алматы: Минеральные ресурсы Казахстана, 1996. – 324 с. [Kazhegel'din A.M., Abdullin A.A., Bespaev H.A. i dr. Mestorozhdeniya nefiti i gaza Kazahstana. – Almaty: Mineral'nye resursy Kazahstana, 1996. – 324 s.]
- 2 Ozdoyev S.M. Prospects oil-and-gas-bearing sedimentary basins of Kazakhstan // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences. – 2012. – Vol. 1, №435. –P. 61-76.
- 3 Акчулаков У.А., Бигараев А.Б., Абдазимов У.А. Арыскупский трансконтинентальный рифтовый пояс и его нефтегазоносность // Нефть и газ. – 2013. – №5(77). – С. 75-81. [Akchulakov U.A., Bigaraev A.B., Abdazimov U.A. Aryskumskij transkontinental'nyj riftovoy po yas i ego neftegazonosnost' // Neft' i gaz. – 2013. – №5(77). – S. 75-81.]
- 4 Бувалкин А.К., Котова Л.И. Геология, угленосность и нефтегазоносность нижнемезозойских отложений Торгайского прогиба. – Алматы, 2001. – 278 с. [Buvalkin A.K., Kotova L.I. Geologiya, ughenosnost' i neftegazonosnost' nizhnemezozojских otlozhenij Torgajского progiba. – Almaty, 2001. – 278 s.]
- 5 Мадешева Р.К., Портнов В.С., Есендосов А.Н. Нефтегазоносность Арыскупского прогиба Южно-Торгайского осадочного бассейна // Инновационные подходы в современной науке. – 2022. – №14 (122). – С. 5-10. [Madisheva R.K., Portnov V.S., Esendosov A.N.. Neftegazonosnost' Aryskumского progiba YUzhno-Torgajского osadochnogo bassejna // Innovacionnye podhody v sovremennoj nauke. – 2022. – №14 (122). – S. 5-10.]
- 6 Alexander R., Larcher A.V., Kagi R.I. The use of plant derived biomarker for correlation of oils with source rocks in the Cooper/Eromango basin systems Australia // APEA Journal. – 1988. – Vol. 28(1). – P. 310-321.
- 7 Сейтхазиев Е.Ш., Сарсенбеков Н.Д., Пангереева Ш.С., Каирбеков С.Б. Геохимические особенности месторождения Каражанбас // Нефть и газ. – 2019. – №3 (111). – С. 34-46. [Sejthaziev E.SH., Sarsenbekov N.D., Pangereeva SH.S., Kairbekov S.B. Geohimicheskie osobennosti mestorozhdeniya Karazhanbas // Neft' i gaz. – 2019. – №3 (111). – S. 34-46.]

- 8 Liang Y., Shan X., Makeen Y.M. et al. Geochemical Characteristics of Oil from Oligocene Lower Ganchaigou Formation Oil Sand in Northern Qaidam Basin, China // *Natural Resources Research*. – 2019. – Vol. 28, Issue 4. – P. 1521-1546.
- 9 Мадишева Р.К., Серебренникова О.В., Оздоев С.М., Портнов В.С., Исаев В.И. Состав биомаркеров и происхождение нефтей Арыскумского прогиба (Южный Казахстан) // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – №7. – С. 116-130. [Madisheva R.K., Serebrennikova O.V., Ozdov S.M., Portnov V.S., Isaev V.I. Sostav biomarkerov i proiskhozhdenie neftej Aryskumskogo progiba (YUzhnyj Kazahstan) // *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*. – 2020. – Т. 331. – №7. – С. 116-130.]
- 10 Былинкин Г.П. Введение в геохимию горючих полезных ископаемых. – Саратов: Изд-во Сарат. Ун-та, 2000, 93 с. [Bylinkin G.P. Vvedenie v geokhimiyu goryuchih poleznykh iskopaemykh. Saratov: Izd-vo Sarat. Un-ta, 2000, 93 s.]
- 11 Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence. – NY.: Springer-Verlag, 1984. – 699 p.
- 12 Неручев С.Г. Справочник по геохимии нефти и газа. М.: Недра, 1998, 576 с. [Neruchev S.G. Spravochnik po geokhimii nefti i gaza. M.: Nedra, 1998, 576 s.]
- 13 Голышев С.И., Падалко Н.Л. Мадишева Р.К. и др. Изотопный состав нефтей Арыскумского прогиба (Южный Казахстан) // *Известия Томского политехнического университета*. – 2020. – Т. 331, №3. С. 80-89. [Golyshev S.I., Padalko N.L. Madisheva R.K. i dr. Izotopnyj sostav neftej Aryskumskogo progiba (YUzhnyj Kazahstan) // *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*. – 2020. – Т. 331, №3. С. 80-89.]
- 14 Kalabin G.A., Kanitskaya L.V., Kushnarev D.F. Quantitative NMR Spectroscopy of Natural Organic Feedstock and Its Processing Products. – M.: Khimiya, 2000. – 408 p.
- 15 Оздоев С.М., Мадишева Р.К., Сейлханов Т.М. и др. О нефтегазонасности коры выветривания складчатого фундамента Арыскумского прогиба Южно-Торгайского бассейна // *Нефть и газ*. – 2020. – №1(115). – С. 17-32. [Ozdov S.M., Madisheva R.K., Sejlhanov T.M. i dr. O neftegazonosnosti kory vyvetrivaniya skladchatogo fundamenta Aryskumskogo progiba YUzhno-Torgajskogo bassejna // *Neft' i gaz*. – 2020. – №1(115). – С. 17-32.]
- 16 Adapted from oral presentation given at AAPG International Conference & Exhibition. Melbourne, Australia, September 13-15, 2015.