ГРНТИ 38.33.03 **https://doi.org/10.58805/kazutb.v.3.28-977**

СОСТАВ УГЛЕВОДОРОДОВ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ МЕТОДОМ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ ХРОМАТОГРАФИИ

[1]Р.К. Адилханов, [1]Р.К. Мадишева, [1]Г.М. Жексенбаева✉, [2]Б.В. Успенский, [1]Ж.Т. Токушева, [1]С.Б. Иманбаева, [3]С.Т. Абдрахманова, [1]А.М. Оспанов

[1]Некоммерческое акционерное общество «Карагандинский технический университет им. Абылкаса Сагинова», Караганда, Казахстан,
[2]Казанский федеральный университет, Казань, Российский Федерация,
[3]Некоммерческое акционерное общество Кокшетауский университет им.Ш.Уалиханова, Кокшетау, Казахстан
✉Корреспондент-автор: gulmira_zh91@mail.ru

Прикаспийский нефтегазоносный бассейн относится к числу крупнейших мировых регионов с значительными запасами углеводородного сырья. Его сложная тектоническая структура и разнобразие геологических условий требуют детального анализа геохимических свойств пород для повышения точности прогнозов нефтегазоносности.

В рамках настоящего исследования проведен газожидкостный хроматографический анализ восьми экстрактов, взятых из различных глубин скважины ВУ-4. В двух образцах, взятых на глубинах 3057,15 м и 3191,65 м, признаки УВ не выявлены. Остальные пробы позволили определить характеристики нефтематеринских пород, что важно для оценки их способности генерировать нефть. Для интерпретации результатов применялись программные продукты Malcom (Schlumberger, Франция) и PIGI (IGI, Великобритания).

Газожидкостная хроматография выявила углеводородные соединения с углеводородным числом от C_{13} до C_{34}, при этом наиболее выражена концентрация нормальных алканов в диапазоне C_{10}-C_{12}, что соотвествует нефти морского происхождения. Отсутствие легких фракций может быть связано с особенностями отбора и хранения проб, а также с процессами миграции и перераспределения углеводородов в разрезе.

Полученные данные представляют интерес для понимания генезиса нефти и оценки потенциальной продуктивности. Результаты исследования способствуют уточнению геохимических моделей и дальнейшему прогнозированию нефтегазоносности в Прикаспийском регионе.

Ключевые слова: Прикаспийская впадина, газожидкостная хроматография, углеводороды, нефтематеринская порода, геохимические исследования, *н*-алканы.

ГАЗ-СҰЙЫҚТЫҚ ХРОМАТОГРАФИЯ ӘДІСІМЕН КАСПИЙ МАҢЫ ОЙПАТЫНЫҢ ШЫҒЫС БӨЛІГІНІҢ КӨМІРСУТЕКТЕР ҚҰРАМЫ

[1]Р.К. Адилханов, [1]Р.К. Мадишева, [1]Г.М. Жексенбаева✉, [2]Б.В. Успенский, [1]Ж.Т. Токушева, [1]С.Б. Иманбаева, [3]С.Т. Абдрахманова, [1]А.М. Оспанов

[1]«Әбілқас Сағынов атындағы Қарағанды техникалық университеті» коммерциялық емес акционерлік қоғамы, Қарағанды, Қазақстан,
[2]Қазан федералды университеті, Қазан, Ресей Федерациясы,
[3]«Ш. Уәлиханов атындағы Көкшетау университеті» коммерциялық емес акционерлік қоғамы, Көкшетау, Қазақстан,
e-mail: gulmira_zh91@mail.ru

Каспий маңы мұнай-газ бассейні көмірсутек шикізатының мол қорларымен әлемдегі ірі аймақтардың қатарына жатады. Оның күрделі тектоникалық құрылысы мен геологиялық жағдайлары мұнай-газдылықты болжаудың дәлдігін арттыру үшін жыныстардың геохимиялық қасиеттерін терең талдауды талап етеді.

Осы зерттеу аясында ВУ-4 ұңғымасынан әртүрлі тереңдікте алынған сегіз экстрактқа газ-сұйықтық хроматографиялық талдау жүргізілді.3057,15 м және 3191,65 м тереңдіктерден алынған екі

үлгіде көмірсутектер анықталған жоқ. Қалған сынамалар мұнай аналық жыныстардың сипаттамаларын айқындауға мүмкіндік берді. Нәтижелерді интерпретациялау үшін Malcom (Schlumberger, Франция) және PIGI (IGI, Ұлыбритания) бағдарламалық өнімдері қолданылды.

Газ-сұйықтық хроматографиясы көмірсутектердің C_{13} тен C_{34} аралығын көрсетті, негізгі концентрациясы C_{10}-C_{12} диапазонындағы *н*-алкандарға тиісті. Бұл теңіздік текті мұнайға тән сипат болып саналады. Жеңіл фракциялардың болмауы сынамаларды алу және сақтау ерекшеліктеріне, сонымен қатар көмірсутектердің қима бойындағы миграциясы мен қайта таралу процестеріне байланысты болуы мүмкін.

Алынған деректер мұнайдың генезисін терең түсінуге және мұнай-газдылық әлеуетін бағалауға жағдай жасайды. Зерттеу нәтижелері геохимиялық модельдерді нақтылауға және Каспий маңы аймағында мұнай-газдылықты болжауды жетілдіруге ықпал етеді.

Түйін сөздер: Каспий маңы ойпаты, газсұйық хроматографиясы, көмірсутектер, мұнай-аналық жыныс, геохимиялық зерттеулер, *н*-алкандар.

COMPOSITION OF HYDROCARBONS IN THE EASTERN PART OF THE CASPIAN BASIN BY GAS-LIQUID CHROMATOGRAPHY

[1]R.K. Adilkhanov, [1]R.K. Madisheva, [1]G.M. Zhexenbayeva✉, [2]B.V. Uspensky, [1]Zh.T. Tokusheva, [1]S.B. Imanbayeva, [3]S.T. Abdrahmanova, [1]A.M. Ospanov

[1]Non-profit joint Stock Company «Abylkas Saginov Karaganda Technical University», Karaganda, Kazakhstan,
[2]Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation,
[3]Non-profit joint Stock Company Kokshetau University named after Sh. Ualikhanov, Kokshetau, Kazakhstan,
e-mail: gulmira_zh91@mail.ru

The Caspian oil and gas basin is one of the world´s largest regions with significant hydrocarbon reserves. Its complex tectonic structure and diverse geological conditions require a detailed analysis of the geochemical properties of rocks to improve the accuracy of forecasts of oil and gas potential.

As part of the ongoing study, a gas-liquid chromatographic analysis of eight extracts taken from various depths of the EU-4 well was performed. No signs of hydrocarbons were detected in two samples taken at depths of 3057,15 m and 3191,65 m. The remaining samples allowed us to determine the characteristics of the source rock, which is important for assessing their ability to generate oil. Software products Malcom (Schlumberger, France) and PIGI (IGI, Great Britain) were used to interpret the results.

Gas-liquid chromatography revealed hydrocarbon compounds with a hydrocarbon number from C_{13} to $C_{34,}$ with the most pronounced concentration of normal alkanes in the range C_{10}-C_{12}, which corresponds to marine oil. The absence of light fractions may be related to the specifics of sampling and storage, as well as to processes of hydrocarbon migration and redistribution within the section.

The data obtained are of interest for understanding the genesis of oil and assessing potential productivity. The results of the study contribute to the refinement of geochemical models and further forecasting of oil and gas potential in the Caspian region.

Keywords: Caspian basin, gas-liquid chromatography, hydrocarbons, source rock, geochemical studies, n-alkanes.

Введение. Современные геохимические исследования подтверждают наличие более 600 биомаркеров в нефтях, что позволяет использовать их для решения широкого круга задач-от оценки состава органического вещества до выяснения степени его преобразования, уровня биодеградации и путей миграции углеводородов.

Газовая хроматография (ГХ) представляет собой аналитический метод, основанный на различии распределения компонентов смеси меж-

ду неподвижной и подвижной фазами. При использовании жидкой неподвижной фазы на твердом носителе метод называется газожидкостной хроматографией (ГЖХ). В этом случае летучие соединения разделяются в процессе прохождения газового потока через поверхность, покрытую жидкой фазой, что обеспечивает высокоэффективное разделение сложных смесей [1].

ГЖХ демонстрирует высокую эффективность при разделении сложных многокомпонентных смесей, включая углеводороды, различающиеся по температуре кипения лишь на доли градуса. Методика анализа характеризуется оперативностью и минимальными требованиями к объему исследуемого материала. Современные хроматографические приборы обеспечивают высокую чувствительность при идентификации соединений, а также позволяют точно определять их количественное содержание. В рамках настоящей работы анализ проводился с использованием пламенно-ионизационного детектора (ПИД), применяемого для надежного определения углеводородов и серосодержащих компонентов [1].

Среди приоритетных задач газожидкостной хроматографии – определение индивидуального состава соединений, их количественная оценка, а также выделение отдельных фракций в сложных смесях. Метод зарекомендовал себя как один из ключевых в геохимических исследованиях нефти, особенно при анализе конденсатов и выявлении биомаркеров, таких как изопреноидные и стероидные соединения. За последние годы ГЖХ в сочетании с хромато-масс-спектрометрией всё шире применяется для реконструкции условий седиментации и диагностики нефтематеринских толщ [2].

Для комплексной оценки нефтегенерационного потенциала горных пород в настоящее время применяется совокупность методов, газожидкостную хроматографию (ГЖХ), хромато-масс-спектрометрию (ХМС), а также высокоэффективную жидкостную хроматографию (ВЭЖХ). Такой интегрированный подход позволяет не только определять базовые геохимические параметры-содержание общего органического углерода, зрелость керогена, битуминозность, но и проводить детальный молекулярный анализ. Это особенно важно при идентификации нефтематеринских толщ и реконструкции процессов нефтеобразования [2].

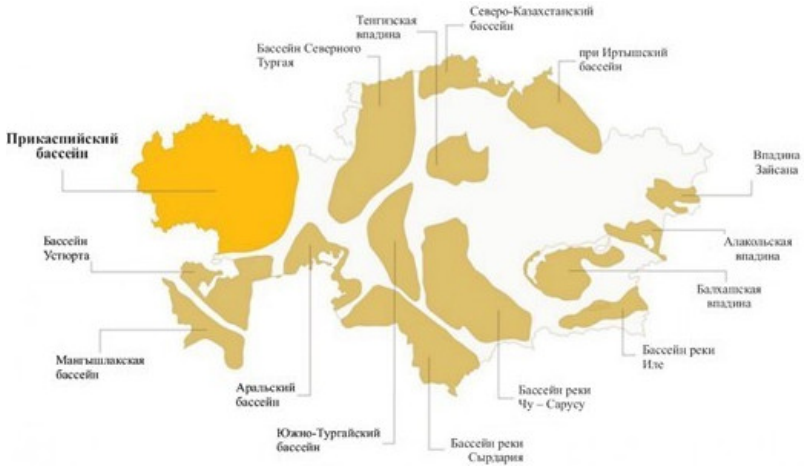


Рис.1 - Схема размещения осадочных бассейнов Казахстана [4]

Геологическая характеристика. Прикаспийский нефтегазоносный бассейн является одним из крупнейших в мире по запасам углеводородов. Восточная часть впадины граничит с Урало-Мугалжарской складчатой областью и отделена от неё системой глубоких разломов, среди которых наиболее значимым является Сакмаро-Кокпектинский. В северной и северо-западной части геологические границы бассейна частично выходят за пределы территории Казахстана,

совпадая с государственной границей. В пределах палеозоя структурная граница представлена серией карбонатных уступов различного возраста, отражающих тектоническую и седиментационную историю региона [3].

В пределах Прикаспийской впадины расположены крупнейшие месторождения углеводородов, включая Кашаган, Тенгиз и Карашыганак. На восточном борту активно разрабатываются Жанажол, Кенкияк, Алибекмола и Кожасай. Продуктивный разрез этой зоны представлен чередующимися карбонатными и терригенными толщами, относящимися к страграфическим уровням КТ-III, КТ-II, МКТ и КТ-I [5].

В более обобщенном виде осадочный чехол подразделяется на четыре мегакомплекса: додевонский, девонско-раннепермский (докунгурский), кунгурско-казанский и мезокайнозойский. Первые два комплекса формируют подсолевую часть разреза, включающую резервуары различного типа и уровни флюидоупоров [6]. Третий мегакомплекс, представленный главным образом кунгурской соленосно-ангидритовой толщей, выполняет роль регионального экранирующего горизонта. Он разграничивает подсолевую и надсолевую секции впадины (Рисунок.2) [7].

Мезокайнозойская надсолевая часть разреза характерезуется чередованием песчано-алевролитовых коллекторов и глинистых флюидоупоров, преимущественно локального или зонального развития. Подсолевой комплекс восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины отличается высокой литолого-фациальной неоднородностью и представлен терригенными и карбонатными породами девонского, каменноугольного и раннепермского возраста. Эти отложения разделены стратиграфическими несогласиями, что затрудняет их корреляцию и требует детального анализа. С тектонической точки зрения район месторождения Урихтау приурочен к северо-западной части Жанажолськой ступенивосточной прибортовой зоны, отличающейся сложной блоковой структурой (Рисунок.3) [8,9].

Нефтегазоконденсатные месторождение Урихтау было открыто в 1983 году в результате бурения параметрической скважины П-4, подтвердившей продуктивность подсолевых отложений толщ КТ-I и КТ-II. Месторождение расположено в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины, в пределах Жанажольской тектонической ступени. Геологическое строение района отличается высокой степенью блочной расчленённости, наличием скрытых стратиграфических несогласий и литолого-фациальной изменчивостью пород, что обусловливает сложность прогноза флюидонасыщенных интервалов. Установленные продуктивные горизонты демонстрируют перспективность для дальнейших геохимических и структурно-литологических исследований [10].

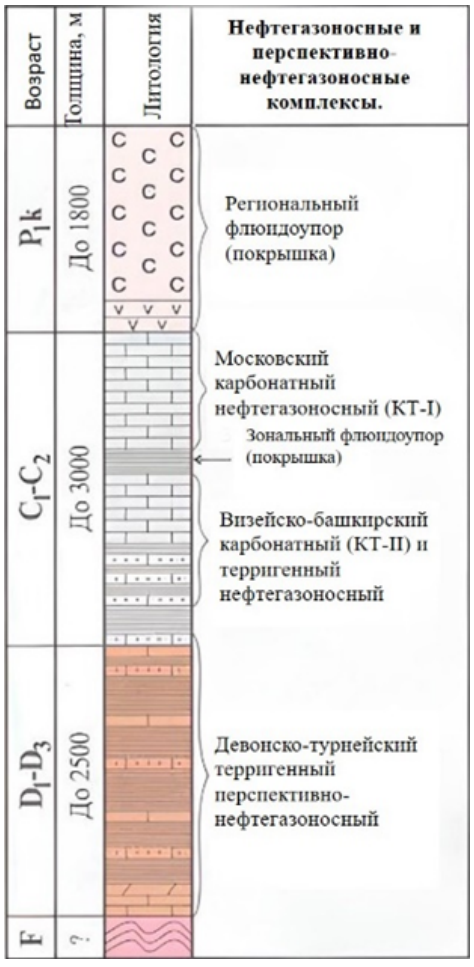


Рис.2 - Схематизированный Урихтауской тип разреза палеозоя Завольжско–Предуральской области [6].

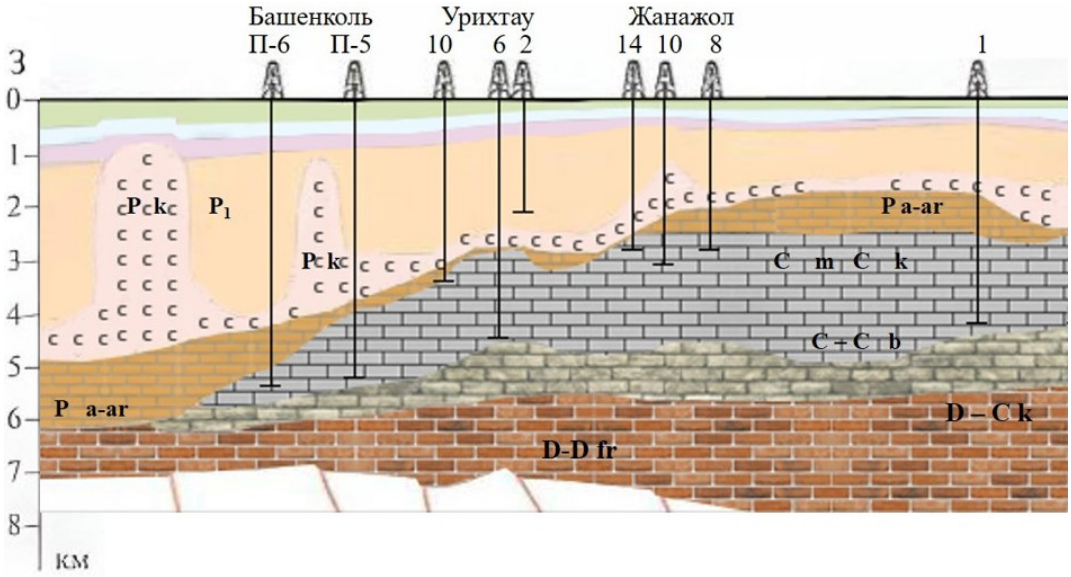


Рис.3 - Геологический разрез Жанажольской и Урихтау - Башенкольский НГЗ [6]

Материалы и методы. В ходе исследования были проанализированы восемь проб экстракта, извлеченных из различных глубин керна скважины ВУ-4, пробуренной на месторождении Восточный Урихтау. Отбор осуществлялся в диапазоне стратиграфически значимых интервалов. При этом две пробы, взятые с глубин 3057,15 м и 3191,65 м, не продемонстрировали признаков углеводородного насыщения, что может быть связано с низкой степенью зрелости пород или выветриванием.

Для опредения состава углеводородов использован метод капиллярной газожидкостной хроматографии (ГЖХ), который обеспечивает высокую степень разрешения при анализе сложных многокомпонентных смесей. Анализ выполнен на хроматографической системе Agilent 7890B, оснащенной пламенно-ионизационным детектором (ПИД). В качестве разделительной системы использовалась кварцевая капиллярная колонка длиной 25 м, внутренним диаметром 0,25 мм, с нанесённой неполярной стационарной фазой НР-1.

Полученные хроматограммы позволили определить качественный и количественный состав *н*-алканов и изопреноидов. Расшифровка результатов проводилась с использованием специализированных программных комплексов Malcom (Schlumberger, Франция) и PIGI (IGI, Великобритания), обеспечивающих интерпретацию распределения углеводородов, расчёт диагностических коэффициентов и построение геохимических моделей.

Нормальные алканы (*н*-алканы) составляют значительную часть углеводородной фазы нефти, достигая 40-70% в зависимости от генезиса исходного органического вещества. Эти соединения являются биогенными по происхождению и формируются либо за счет прямого наследования структур липидов живых организмов, либо в результате их преобразования в ходе диагенеза. В составе нефти и рассеянного органического вещества (РОВ) *н*-алканы образуют полный гомологический ряд, что делает их важным объектом геохимического анализа при реконструкции условий осадконакопления и оценки зрелости нефтематеринских пород [11].

Распределение *н*-алканов по числу атомов углерода служит информативным индикатором источника органического вещества в нефтематеринских породах. Повышенное содержание соединений с короткой цепью, таких как *н*-C_{17}, как правило указывает на вклад водорослей (особенно зелёных и красных), в то время как доминирование длинноцепочечных *н*-алканов (C_{23}-C_{35}) отражает присутствие наземного растительного

материала. Особый интерес представляет концентрация *н*-C_{22}: её повышение может свидетельствовать и гиперсоленых условиях седиментации, характерных для лагунных и ограниченных морских бассейнов [12].

Соотношение четных и нечетных *н*-алканов является важным параметром при оценке степени термической зрелости органического вещества и его генетической природы. Преобладание нечетных углеводородов указывает на низкую степень преобразования органики и её преимущественно континентальное происхождение. Напротив, повышение доли четных *н*-алканов может свидетельствовать о более высокой зрелости и формировании в восстановительной морской среде. Этот показатель используется в комплексе с другими биомаркерными признаками для уточнения условий осадконакопления [13].

Существенным вкладом в развитие органической геохимии стало выявление широкого распространения изопреноидных алифатических углеводородов, таких как пристан и фитан, в нефтях, углях, сланцах и рассеянном органическом веществе. Эти соединения формируются в процессе биохимической трансформации хлорофилла и других липидов и обладают высокой стабильностью, что делает их надежными геохимическими индикаторами. Их количественные соотношения используются для реконструкции условий осадконакопления и окислительно-восстановительной обстановки среды, в которой формировалась органика [14].

Обсуждения и результаты. В этой работе представлены интерпретация результатов газохроматографического исследования 8 проб экстракта, выделенного из разных интервалов скважины ВУ-4 (Рисунок.4). Но две пробы (3057,15 м и 3191,65 м) не показали признаки УВ по результатам газохроматографии. По результатам данных геохимических исследований породы определены характеристики нефтематеринской породы исследованных проб нефти в плане осадконакопления. Интерпретация выполнялась на базе специальных программных обеспечений Malcom (Schlumberger, Франция) и PIGI (IGI, Англия).

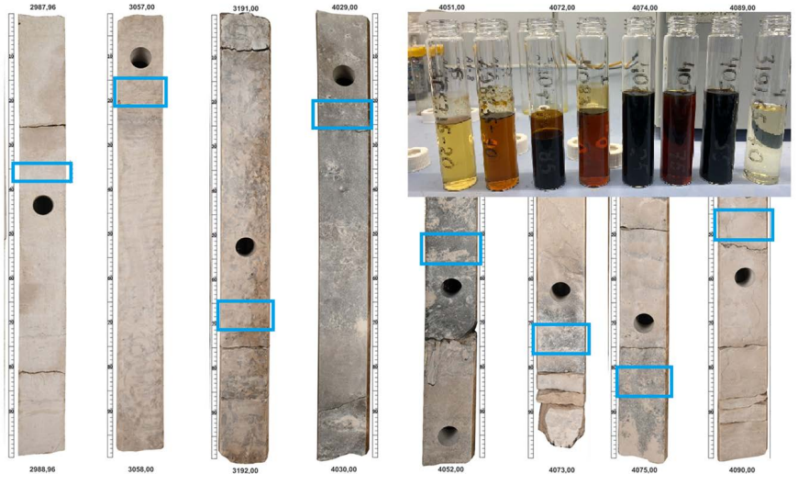


Рис.4 - Исследованные интервалы керна скважин ВУ-4 для геохимического анализа

ГЖХ позволяет изучить состав и характер распределения алканов нормального и изопреноидного строения на молекулярного уровне, по результатам которой можно оценить качество образца и его пригодность для дальнейших анализов.

Так, время удержания *н*-алканов и изопреноидов в виде пика на хроматограмме зависит от молекулярной массы (MW) и температуры кипения (BT) каждого компонента. Чем меньше молекулярная масса и ниже температуры кипения, тем быстрее выходят компоненты в неф-

ти. Например, нонан (C_9H_{20}, ВР-151ºС) выходит раньше, чем декан ($C_{10}H_{22}$, ВР-174ºС) и ундекан ($C_{11}H_{24}$, ВР-196º). Интеграция пиков *н*-алканов и изопреноидов на хроматограммах осуществлялась следующим образом: а) по методу каждый *н*-алкан выходит в определенном времени удерживания; б) пристан и фитан элюируются после C_{17} и C_{18} соответственно; в) внутренный стандарт (IS) выходит между C_{15} и C_{16}. В таблице 1 представлены полные наименования и формулы интегрированных пиков изопреноидов и *н*-алканов.

Таблица 1 - Наименования пиков на газовом хроматографе и их формулы

Пики	Название	Формула	Пики	Название	Формула	Пики	Название	Формула
nC_6	Гексан		$nC16$	Гексадекан	$C_{16}H_{34}$	nC_{25}	Пентакозан	$C_{25}H_{52}$
nC_7	Гептан	C_7H_{16}	iC_{18}			nC_{26}	Гексакозан	$C_{26}H_{54}$
nC_8	Октан	C_8H_{18}	nC_{17}	Гептадекан	$C_{17}H_{36}$	nC_{27}	Гептакозан	$C_{27}H_{56}$
nC_9	Нонан	C_9H_{20}	Pr	Пристан	$C_{19}H_{40}$	nC_{28}	Октакозан	$C_{28}H_{58}$
nC_{10}	Декан	$C_{10}H_{22}$	nC_{18}	Октадекан	$C_{18}H_{38}$	nC_{29}	Нонакозан	$C_{29}H_{60}$
nC_{11}	Ундекан	$C_{11}H_{24}$	Ph	Фитан	$C_{20}H_{42}$	nC_{30}	Триаконтан	$C_{30}H_{62}$
nC_{12}	Додекан	$C_{12}H_{26}$	nC_{19}	Нонадекан	$C_{19}H_{40}$	nC_{31}	Гентриаконтан	$C_{31}H_{64}$
nC_{13}	Тридекан	$C_{13}H_{28}$	nC_{20}	Эйкозан	$C_{20}H_{42}$	nC_{32}	Дотриаконтан	$C_{32}H_{66}$
iC_{15}			nC_{21}	Генэйкозан	$C_{21}H_{44}$	nC_{33}	Тритриаконтан	$C_{33}H_{68}$
nC_{14}	Тетрадекан	$C_{14}H_{30}$	nC_{22}	Докозан	$C_{22}H_{46}$	nC_{34}	Тетратриаконтан	$C_{34}H_{70}$
iC_{16}			nC_{23}	Трикозан	$C_{23}H_{48}$	nC_{35}	Пентариаконтан	$C_{35}H_{72}$
nC_{15}	Пентадекан	$C_{15}H_{32}$	nC_{24}	Тетракозан	$C_{24}H_{50}$	nC_{36}	Гексатриаконтан	$C_{36}H_{74}$

Газохроматографическое исследование исследованных образцов месторождения Воточный Урихтау показало (Рисунок.5, 6), что исследованные пробы скважины ВУ-4 имеют ряды УВ только от C_{13} до C_{34}.

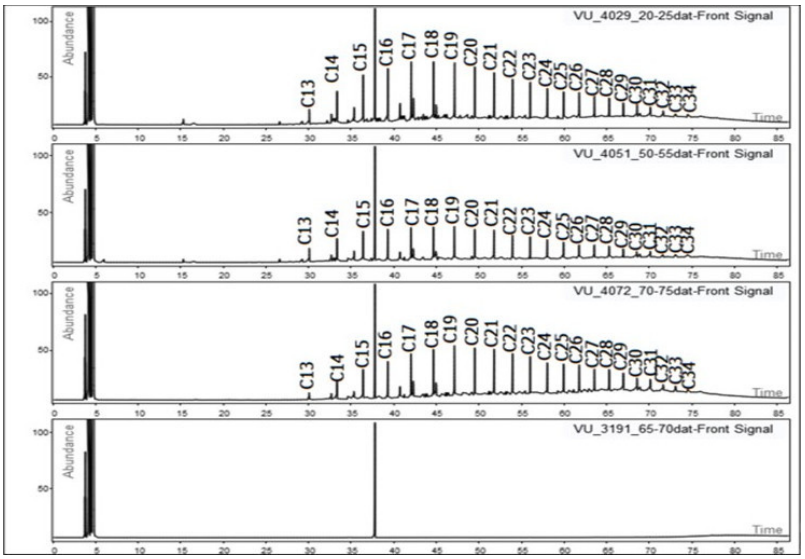


Рис.5 - Хроматограммы исследованных образцов скважины ВУ-4

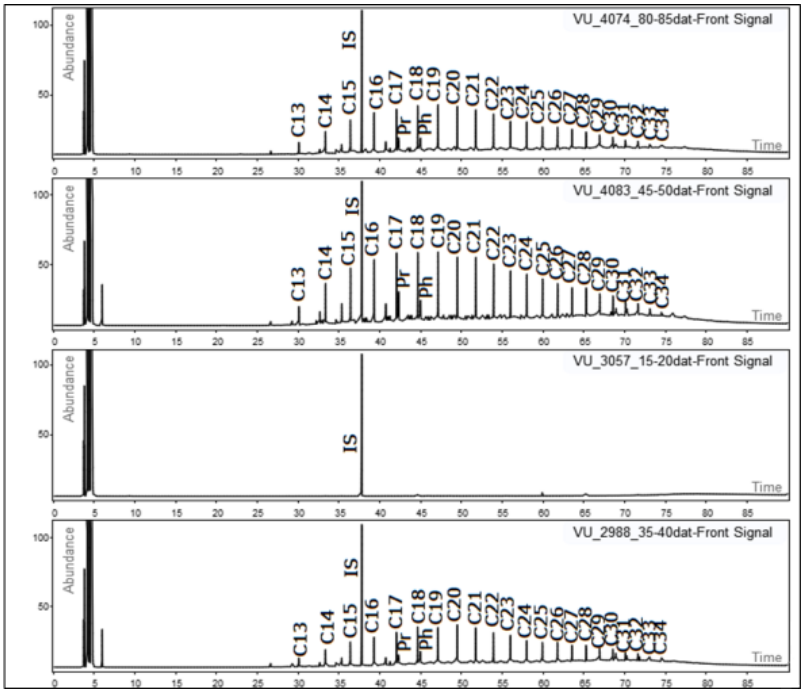


Рис.6 - Хроматограммы исследованных образцов Скважины ВУ-4

Отсутствие легкой фракции УВ в двух исследованных пробах (гл.3057,15 м, 3191,65 м) вполне нормально, так как вероятно эти породы пролежали в воздухе определенное время. Представленные хроматограммы (Рисунок 5, 6) всех исследованных проб скважины ВУ-4 демонстрируют наибольшую концентраци. УВ, приходящихся на пики нормальных алканов C_{10}-C_{12}, а концентрация более тяжелых компонентов снижается вправо. Такое распределение характерно для нефти, образовавшихся из пород морского происхождения.

Биомаркерные параметры (отношения Pr/Ph=0,6-0,8) указывают на восстановительную морскую обстановку осадконакопления с преобладанием карбонатного материала. Эти данные согласуются с результатами газожидкостной хроматографии и подтверждают постепенное возрастание зрелости органического вещества с глубиной.

Выводы. В ходе исследования нефтей восточного Прикаспийского региона (месторождение Восточный Урихтау) с применением метода газожидкостной хроматографии (ГЖХ) изучались состав и молекулярные особенности алканов нормального и изопреноидного типа. На основе анализа установлены слудеющие выводы:

- образцы из скважины ВУ-4 содержат углеводороды в диапазоне углеродного числа от C_{13} до C_{34};

- максимальная концентрация приходится на нормальные алканы с цепочками C_{10}-C_{12}, при этом содержание более тяжелых компонентов постепенно уменьшается. ;

- значения отношения Pr / Ph в исследованных пробах варьируются в пределах 0,6-0,8, не превышая 1,0, что указывает на формирование органического вещества в восстановительной морской среде, характерной для карбонатных нефтематеринских пластов. ;

- образцы с глубин 3057,15 м и 3191,65 м не содержат обнаруживаемых углеводородов, что может быть связано с особенностями отбора и хранения проб, а также с процессами миграции и перераспределения углеводородов в разрезе.

Полученные данные расширяют понимание нефтегазового потенциала восточной части Прикаспийской впадины и служат основой для более точного прогнозирования и планирования дальнейших геохимических исследований региона.

Литература

1. Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Кошолев В.Н. Углеводороды нефти и их анализ методом газовой хроматографии // Москва-Пресс. -2010. - 240 с. ISBN 5317033373, 9785317033378.

2. Мадишева Р.К., Серебренникова О.В., Исаев В.И., Портнов В.С., Оздоев С.М. Состав биомаркеров и происхождение нефтей Арыскумского прогиба (Южный Казахстан) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. -2020. - Т.331 (7).- С.116-130. ISBN 2413-1830.

3. Гордадзе Г.Н., Гируца М.В., Пошибаеваа А.Р., Постниковаа О.В., Пошибаева В.В., Антиповаа О.А., Рудаковскаяб С.Ю, Кошелева В.Н., Мартынова В.Г. Карбонатные коллекторы как нефтематеринские толщи // Journal of Siberian Federal University. Chemistry.-2018. - Т.11(4). - С.575-592. DOI: 10.17516/1998-2836-0101.

4. Ажгалиев Д.К., Исказиев К., Карабалин У. Комплексное изучение осадочных бассейнов - основа эффективного прогноза нефтегазоносности новых территорий // Petroleum. - 2013. -№ 6 (84).- С.22-28.

5. Жолтаев Ж., Кулумбетова Г.Е. Характеристика карбонатных и терригенных подсолевых отложений востока Прикаспийской впадины // Недра Поволжья и Прикаспия.-2019.-№ 98.-С.65-77. DOI 10.24411/1997-8316-2019-19805

6. Даукеев С.Ж., Ужкенов Б.С., Абдулин А.А., Беспаев Х.А., Вотсалевский Е.С., Любецкий В.Н., Мазуров А.К., Мирошниченко Л.А. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана / Нефть и газ.-2002.-№3.- 248 с. ISBN 9965-13-760-9.

7. Мадишева Р.К., Жексенбаева Г.М., Адилханов Р.К., Демеуова А.Б., Исмагулов М.Б., Оспанов А.М. Генеративный потенциал пород месторождения Урихтау // Нефть и газ.-2024. - №3 (141).- С.6-15. DOI 10.37878/2708-0080/2024-3.01.

8. Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Быкадоров И.В., Парасына В.С., Постникова И.С., Сапожников Р.Б., Хераскова Т.Н. Нефтегазоперспективные объекты палеозойского подсолевого разреза прикаспийской впадины // Санкт-Петербург: Нефтегазовая геология. Теория и практика. -2019. -Т.14(4). - С.1-26.

9. Надиров Н.К., Уразгалиев Б.У., Турков О.С. и др. Подсолевые нефти Прикаспийской впадины /Наука.-1983.- 304 с.

10. Булекбаев З.Е., Воцалевский Э.С., Искужиев Б.А., Камалов С.М., Коростышевский М.Н., Куандыков Б.М., Куантаев Н.Е., Марченко О.Н., Матлошинский Н.Г., Нажметдинов А.Ш., Филипьев Г.П., Шабатин И.В., Шахабаев Р.С., Шудабаев К.С. Месторождения нефти и газа Казахстана / Алматы: Справочник.-1996.- С.325.

11. Отчет по стандартному анализу керна по скважине ВУ-4 месторождение Восточный Урихтау, приложение 6-результаты газохроматографических и биомаркерных анализ (Геохимия). O-LI.02.2311-09/1(1)-04.11.2022.- С. 285-365.

12. Проект отчет о возможных воздействиях, к проекту «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» // Атырау:-2022.-Договор №10//3/2021 от 05.01.2021. -300 с. URL: https://ecoportal.kz/Public/PubHearings/LoadFile/27688. - Дата обращения: 23.06.2025.

13. Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Кошелев В.Н. Органическая геохимия углеводородов: Книга 2/ Москва: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М.Губкина. -2013.- С.303. ISBN: 978-5-91961-0670.

14. Захарченко М.В., Люшин М.М., Осипов А.В. Геохимическая характеристика нефтей Оренбург-

ской области по углеводородам-биомаркерам //НефтеГазоХимия. -2016. - № 4 С.40-43.

References

1. Gordadze G.N., Giruc M.V., Kosholev V.N. Uglevodorody nefti i ih analiz metodom gazovoj hromatografii // Moskva-Press. -2010. - 240 s. ISBN 5317033373, 9785317033378.[in Russian]

2. Madisheva R.K., Serebrennikova O.V., Isaev V.I., Portnov V.S., Ozdoev S.M. Sostav biomarkerov i proishozhdenie neftej Aryskumskogo progiba (Juzhnyj Kazahstan) // Izvestija Tomskogo politehnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. -2020. - T.331 (7).- S.116-130. ISBN 2413-1830. [in Russian]

3. Gordadze G.N., Giruca M.V., Poshibaevaa A.R., Postnikovaa O.V., Poshibaeva V.V., Antipovaa O.A., Rudakovskajab S.Ju, Kosheleva V.N., Martynova V.G. Karbonatnye kollektory kak neftematerinskie tolshhi // Journal of Siberian Federal University. Chemistry.-2018. - T.11(4). - S.575-592. DOI: 10.17516/1998-2836-0101. [in Russian]

4. Azhgaliev D.K., Iskaziev K., Karabalin U. Kompleksnoe izuchenie osadochnyh bassejnov - osnova jeffektivnogo prognoza neftegazonosnosti novyh territorij // Petroleum. - 2013. -№ 6 (84).- S.22-28. [in Russian]

5. Zholtaev Zh., Kulumbetova G.E. Harakteristika karbonatnyh i terrigennyh podsolevyh otlozhenij vostoka Prikaspijskoj vpadiny // Nedra Povolzh’ ja i Prikaspija.-2019.-№ 98.-S.65-77. DOI 10.24411/1997-8316-2019-19805. [in Russian]

6. Daukeev S.Zh., Uzhkenov B.S., Abdulin A.A., Bespaev H.A., Votsalevskij E.S., Ljubeckij V.N., Mazurov A.K., Miroshnichenko L.A. Glubinnoe stroenie i mineral’ nye resursy Kazahstana / Neft’ i gaz.-2002.-№3.- 248 c. ISBN 9965-13-760-9. [in Russian]

7. Madisheva R.K., Zheksenbaeva G.M., Adilhanov R.K., Demeuova A.B., Ismagulov M.B., Ospanov A.M. Generativnyj potencial porod mestorozhdenija Urihtau // Neft’ i gaz.-2024. - №3 (141).- S.6-15. DOI 10.37878/2708-0080/2024-3.01. [in Russian]

8. Volozh Ju.A., Bykadorov V.A., Antipov M.P., Bykadorov I.V., Parasyna V.S., Postnikova I.S., Sapozhnikov R.B., Heraskova T.N. Neftegazoperspektivnye ob#ekty paleozojskogo podsolevogo razreza prikaspijskoj vpadiny // Sankt-Peterburg: Neftegazovaja geologija. Teorija i praktika. -2019. -T.14(4). -S.1-26. [in Russian]

9. Nadirov N.K., Urazgaliev B.U., Turkov O.S. i dr. Podsolevye nefti Prikaspijskoj vpadiny /Nauka.-1983.-304 c. [in Russian]

10. Bulekbaev Z.E., Vocalevskij Je.S., Iskuzhiev B.A., Kamalov S.M., Korostyshevskij M.N., Kuandykov B.M., Kuantaev N.E., Marchenko O.N., Matloshinskij N.G., Nazhmetdinov A.Sh., Filip’ ev G.P., Shabatin I.V., Shahabaev R.S., Shudabaev K.S. Mestorozhdenija nefti i gaza Kazahstana / Almaty: Spravochnik.-1996.- S.325. [in Russian]

11. Otchet po standartnomu analizu kerna po skvazhine VU-4 mestorozhdenie Vostochnyj Urihtau, prilozhenie 6-rezul’ taty gazohromatograficheskih i biomarkernyh analiz (Geohimija). O-LI.02.2311-09/1(1)-04.11.2022.- S.285-365. [in Russian]

12. Proekt otchet o vozmozhnyh vozdejstvijah, k proektu «Dopolnenie k Proektu probnoj jekspluatacii mestorozhdenija Vostochnyj Urihtau» // Atyrau:-2022.-Dogovor №10//3/2021 ot 05.01.2021. -300 s. URL: https://ecoportal.kz/Public/PubHearings/LoadFile/27688. - Data obrashhenija: 23.06.2025. [in Russian]

13. Gordadze G.N., Giruc M.V., Koshelev V.N. Organicheskaja geohimija uglevodorodov: Kniga 2/

Moskva: Rossijskij gosudarstvennyj universitet nefti i gaza imeni I.M.Gubkina. -2013.- S.303. ISBN: 978-5-91961-0670. [in Russian]

14. Zaharchenko M.V., Ljushin M.M., Osipov A.V. Geohimicheskaja harakteristika neftej Orenburgskoj oblasti po uglevodorodam-biomarkeram //NefteGazoHimija. -2016. - №4 S.40-43. [in Russian]

Сведение об авторах

Адилханов Р.К. - докторант, Карагандинский технический университет им. А.Сагинова, Караганда, Казахстан, e-mail: rkbnm82@mail.ru;

Мадишева Р.К. - PhD, ассоциированный профессор, Карагандинский технический университет им. А.Сагинова, Караганда, Казахстан, e-mail: rimma_kz@mail.ru;

Жексенбаева Г.М. - докторант, Карагандинский технический университет им. А.Сагинова, Караганда, Казахстан, e-mail: Gulmira_zh91@mail.ru;

Успенский Б.В. - д.г.-м.н., профессор, Казанский федеральный университет, Казань, Российский Федерация, e-mail: Boris.Uspensky@kpfu.ru;

Токушева Ж.Т. - преподователь, Карагандинский технический университет им. А.Сагинова, Караганда, Казахстан, e-mail: jtokusheva@mail.ru;

Иманбаева С.Б. - PhD, и.о.доцента, Карагандинский технический университет им. А.Сагинова, Караганда, Казахстан, e-mail: svetakaz77@mail.ru;

Абдрахманова С.Т. - сеньер лектор, Кокшетауский университет им. Ш. Уалиханова, Кокшетау, Казахстан, e-mail: Saule_abdrahmanova.janzakova@mail.ru;

Оспанов А.М. - докторант, Карагандинский технический университет им. А.Сагинова, Караганда, Казахстан, e-mail: Adilkozha@mail.ru.

Information about authors

Adilkhanov R.K. - doctoral student, A.Saginov Karaganda Technical University, Karaganda, Kazakhstan, e-mail: rkbnm82@mail.ru;

Madisheva R.K. - PhD, associate professor, A.Saginov Karaganda Technical University, Karaganda, Kazakhstan, e-mail: rimma_kz@mail.ru;

Zhexenbayeva G.M.- doctoral student, A.Saginov Karaganda Technical University, Karaganda, Kazakhstan, e-mail: Gulmira_zh91@mail.ru;

Uspenskii B.V. - doctor of geological and mineralogical sciences, professor, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation, e-mail: Boris.Uspensky@kpfu.ru;

Tokusheva Z.T. - university lecturer, A.Saginov Karaganda Technical University, Karaganda, Kazakhstan, e-mail: jtokusheva@mail.ru;

Imanbaeva S.B. - PhD, acting associate professor, A.Saginov Karaganda Technical University, Karaganda, Kazakhstan, e-mail: svetakaz77@mail.ru;

Abdrakhmanova S.T. - senior lecturer, Ualikhanov University, Kokshetau, Kazakhstan, e-mail: Saule_abdrahmanova.janzakova@mail.ru;

Ospanov A.M. - doctoral student, A.Saginov Karaganda Technical University, Karaganda, Kazakhstan, e-mail: Adilkozha@mail.ru.