

УДК 553.982.2
МРНТИ 38.53.17

DOI: [10.54859/kjogi108969](https://doi.org/10.54859/kjogi108969)

Получена: 31.03.2026.
Одобрена: 22.05.2026.
Опубликована: 30.06.2026.

Оригинальное исследование

Комплексная интерпретация геохимических, физико-химических исследований и PVT-параметров для верификации фазовой зональности залежей (на примере месторождения Восточный Урихтау)

Е.Ш. Сейтхазиев¹, Т.С. Джарасова¹, А.Е. Алдебек¹, Н.К. Ыхласов¹, Р. Рахымберди²

¹Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

²Урихтау Оперейтинг, г. Актобе, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Корректная идентификация фазового состояния флюидов (нефть или газоконденсат) месторождения Восточный Урихтау критически важна для достоверной оценки запасов и выбора системы разработки. Аномальные значения газового фактора в скважинах ВУ-6 и ВУ-7 (до 1000 м³/м³) и расхождение гипсометрических отметок предполагаемого газонефтяного контакта с региональными данными создают неопределённость, требующую разрешения с применением комплексных методов.

Цель. Установление генетической и фазовой принадлежности пластовых углеводородных систем месторождения Восточный Урихтау по семи скважинам на основе мультидисциплинарного подхода.

Материалы и методы. Объектом исследования послужили семь глубинных проб флюида из скважин ВУ-1–ВУ-4, ВУ-6–ВУ-8. Комплекс исследований включал газовую хроматографию, газовую хромато-масс-спектрометрию, фингерпринтинг, биомаркерный анализ (стераны, терпаны, ароматические углеводороды), а также физико-химические и PVT-исследования на установке FLUID EVAL™ с визуальным контролем фазового состояния.

Результаты. Биомаркерный анализ подтвердил генетическое единство всех проб: флюиды сформированы в единой нефтематеринской системе морского карбонатного генезиса. На основе комплекса критериев (плотность >780 кг/м³, молекулярная масса >150 г/моль, содержание C₇₊ >85%, соотношение $\sum(C_{1-9})/\sum(C_{10+}) < 1$) все образцы классифицированы как нефть. Образец из скважины ВУ-7 идентифицирован как летучая нефть. PVT-исследования и визуальные наблюдения исключили наличие газоконденсатных систем. Установленная фазовая модель представляет собой нефтяную залежь с гравитационной сегрегацией и переходной зоной летучей нефти в кровельной части, без классической газовой шапки.

Заключение. Применённый мультидисциплинарный подход позволил верифицировать фазовую зональность флюидов Восточного Урихтау. Обоснованная модель залежи (нефтяная оторочка без выделенной газовой шапки) требует использования объёмного метода подсчёта запасов и учёта выявленной фазовой неоднородности при проектировании системы разработки для минимизации геологических рисков и корректной оценки ресурсной базы.

Ключевые слова: фазовая зональность флюидов, биомаркерный анализ, газовый фактор, PVT, Восточный Урихтау, Прикаспийская впадина.

Как цитировать:

Сейтхазиев Е.Ш., Джарасова Т.С., Алдебек А.Е., и др. Комплексная интерпретация геохимических, физико-химических исследований и PVT-параметров для верификации фазовой зональности залежей (на примере месторождения Восточный Урихтау) // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №2. С. 74–92. DOI: [10.54859/kjogi108969](https://doi.org/10.54859/kjogi108969).

UDC 553.982.2
CSCSTI 38.53.17

DOI: [10.54859/kjogi108969](https://doi.org/10.54859/kjogi108969)

Received: 31.03.2026.

Accepted: 22.05.2026.

Published: 30.06.2026.

Original article

Comprehensive Interpretation of Geochemical, Physicochemical Studies and PVT Parameters for Verification of Phase Zonation of Reservoirs (A Case Study of the Eastern Urikhtau Field)

Yessimkhan S. Seitkhaziyev¹, Tolganay S. Jarassova¹, Almira Ye. Aldebek¹, Nauryzbay K. Ykhlassov¹, Rauan Rakhymberdi²

¹Atyrau Branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

²Urikhtau Operating, Aktobe, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Correct identification of the fluid phase state (oil or gas condensate) at the Eastern Urikhtau field is critically important for reliable reserve estimation and the selection of an appropriate development strategy. Anomalously high gas-oil ratio values in wells EU-6 and EU-7 (up to 1000 m³/m³) as well as discrepancies between the hypsometric levels of the presumed gas-oil contact and regional data, create uncertainty that requires resolution using an integrated approach.

Aim: To determine the genetic origin and phase state of reservoir hydrocarbon systems at the Eastern Urikhtau field based on data from seven wells using a multidisciplinary approach.

Materials and methods: The study was based on seven bottomhole fluid samples collected from wells EU-1–EU-4 and EU-6–EU-8. The analytical program included gas chromatography (GC), gas chromatography–mass spectrometry (GC-MS), fingerprinting, biomarker analysis (steranes, terpanes, aromatic hydrocarbons), as well as physicochemical and PVT analyses using the FLUID EVAL™ system with visual phase-state monitoring.

Results: Biomarker analysis confirmed the genetic uniformity of all samples, indicating that the fluids were generated within a single marine carbonate petroleum system. Based on a set of criteria (density >780 kg/m³, molecular weight >150 g/mol, C₇₊ content >85%, $\Sigma(C_1-C_9)/\Sigma(C_{10+})$ ratio <1), all samples were classified as oil. The sample from well EU-7 was identified as volatile oil. PVT analyses and visual observations ruled out the presence of gas-condensate systems. The established phase model corresponds to an oil reservoir characterized by gravitational segregation and a volatile-oil transition zone in the crestal part of the structure, without a conventional gas cap.

Conclusion: The multidisciplinary approach applied in this study enabled verification of the fluid phase zonation at the Eastern Urikhtau field. The proposed reservoir model, representing an oil rim without a distinct gas cap, requires the application of the volumetric method for reserve estimation and consideration of the identified phase heterogeneity during field development planning in order to minimize geological risks and ensure accurate resource assessment.

Keywords: fluid phase zonation; biomarker analysis; gas-oil ratio; PVT; Eastern Urikhtau; Precaspian Basin.

To cite this article:

Seitkhaziyev YS, Jarassova TS, Aldebek AY, et al. Comprehensive Interpretation of Geochemical, Physicochemical Studies and PVT Parameters for Verification of Phase Zonation of Reservoirs (A Case Study of the Eastern Urikhtau Field). *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(2):74–92.

DOI: [10.54859/kjogi108969](https://doi.org/10.54859/kjogi108969).

ӨОЖ 553.982.2

ГТАХР 38.53.17

DOI: [10.54859/kjogi108969](https://doi.org/10.54859/kjogi108969)

Қабылданды: 31.03.2026.

Мақұлданды: 22.05.2026.

Жарияланды: 30.06.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Кен орындарының фазалық аймақтылығын верификациялау үшін геохимиялық, физикалық-химиялық зерттеулер мен PVT параметрлерін кешенді түсіндіру (Шығыс Өріктау кен орнының мысалында)

Е.Ш. Сейтқазиев¹, Т.С. Джарасова¹, Ә.Е. Әлдебек¹, Н.Қ. Ықыласов¹, Р. Рақымберді²

¹ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

²Өріктау Оперейтинг, Ақтөбе қаласы, Қазақстан

АҢДАТПА

Негіздеу. Шығыс Өріктау кен орнындағы сұйықтықтардың (мұнай немесе газ конденсаты) фазалық жай-күйін дұрыс сәйкестендіру қорларды сенімді бағалау және игеру жүйесін таңдау үшін өте маңызды. ВУ-6 және ВУ-7 ұңғымаларындағы газ факторының қалыптан тыс мәндері (1000 м³/м³ дейін) және болжамды газ-мұнай байланысының гипсометриялық белгілерінің аймақтық деректермен сәйкес келмеуі кешенді әдістерді қолдана отырып шешуді талап ететін белгісіздік тудырады.

Мақсаты. Мультидисциплинарлық тәсіл негізінде жеті ұңғыма бойынша Шығыс Өріктау кен орнының қабаттық көмірсутек жүйелерінің генетикалық және фазалық тиесілігін анықтау.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу объектілері ретінде ВУ-1–ВУ-4, ВУ-6–ВУ-8 ұңғымаларынан алынған жеті тереңдік флюид сынамасы қарастырылды. Зерттеулер кешеніне газ хроматографиясы, газ хромато-масс-спектрометриясы, саусақ ізі, биомаркерлік талдау (стерандар, терпандар, хош иісті көмірсутектер), сондай-ақ FLUID EVAL™ қондырғысындағы фазалық күйді визуалды бақылаумен жүргізілетін физикалық-химиялық және PVT-зерттеулері кірді.

Нәтижелері. Биомаркерлік талдау барлық сынамалардың генетикалық біртұтастығын растады: теңіздегі карбонатты генезистің бірыңғай мұнай-аналық жүйесінде сұйықтықтар пайда болды. Кри-терийлер кешеніне негізделген (тығыздығы > 780 кг/м³, молекулалық салмағы >150 г/моль, мазмұны C₇₊ >85%, қатынасы $\Sigma(C_1-C_9)/\Sigma(C_{10+}) <1$) барлық үлгілер мұнай ретінде жіктеледі. ВУ-7 ұңғымасынан алынған үлгі ұшпа мұнай ретінде анықталды. PVT зерттеулері мен визуалды бақылаулар газ конденсаты жүйелерінің болуын жоққа шығарды. Белгіленген фазалық модель классикалық газды телпексіз, гравитациялық сегрегациясы және жоғарғы бөлігінде ұшпа мұнайдың өтпелі аймағы бар мұнай кенішін сипаттайды.

Қорытынды. Қолданылған көпсалалы тәсіл Шығыс Өріктау сұйықтықтарының фазалық аймақтылығын тексеруге мүмкіндік берді. Кен орнының негізделген моделі (бөлінген газ қалпақшасы жоқ мұнай жиегі) қорларды есептеудің көлемдік әдісін қолдануды және геологиялық тәуекелдерді азайту және ресурстық базаны дұрыс бағалау үшін игеру жүйесін жобалау кезінде анықталған фазалық біртектілікті ескеруді талап етеді.

Негізгі сөздер: флюидтердің фазалық аймақтылығы, биомаркерлік талдау, газ факторы, PVT, Шығыс Өріктау, Каспий маңы ойпаты.

Дәйексөз келтіру үшін:

Сейтқазиев Е.Ш., Джарасова Т.С., Әлдебек Ә.Е., және б. Кен орындарының фазалық аймақтылығын верификациялау үшін геохимиялық, физикалық-химиялық зерттеулер мен PVT параметрлерін кешенді түсіндіру (Шығыс Өріктау кен орнының мысалында) // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №2. 74–92 б. DOI: [10.54859/kjogi108969](https://doi.org/10.54859/kjogi108969).

Введение

Региональный обзор и геологическое строение. Прикаспийская впадина является одной из наиболее глубоких и перспективных нефтегазоносных провинций Казахстана. Субокеанический генезис её палеоструктур обусловил формирование мощного осадочного чехла с уникальным ресурсным потенциалом. Продуктивность региона охватывает широкий стратиграфический диапазон – от среднего девона до неогена, однако основные запасы сосредоточены в позднепалеозойских подсолевых карбонатных комплексах [1]. В восточном секторе впадины ключевым объектом является Жанажольская система карбонатных платформ, формирование которой в визейско-жельский век обеспечило накопление мощных мелководно-шельфовых осадков, вмещающих такие месторождения, как Жанажол, Урихтау, Кожасай и Алибекмола [2].

Генетическая типизация нефтей Восточного Прикаспия. Современные исследования биомаркерного состава флюидов указывают на наличие множественных автономных центров генерации углеводородов (далее – УВ). Установлено, что нефти подсолевых отложений (Кожасай, Алибекмола, Урихтау) сгенерированы преимущественно карбонатной нефтематеринской породой (далее – НМП) морского генезиса. В то же время нефти надсолевых комплексов (Каратобе, Южное Каратобе) связаны с морским глинистым органическим веществом (далее – ОВ) [5, 6].

Особый интерес представляет термическая зрелость: подсолевые нефти карбонатного генезиса характеризуются относительно низкими показателями катагенеза по сравнению с надсолевыми аналогами (Лактыбай, Акжар Восточный). На основе анализа 130 образцов был сформирован геохимический атлас, в котором выделено 7 групп нефтей, отражающих фациальную изменчивость НМП и пути миграции флюидов в восточной части бассейна.

Проблема фазового состояния месторождения Восточный Урихтау. Месторождение Восточный Урихтау, открытое в 2015 г., является продолжением развития ресурсной базы Урихтауской группы поднятий. Продуктивность здесь установлена в карбонатных толщах КТ-I и КТ-II. Однако в ходе освоения и бурения скважин ВУ-6 и ВУ-7 возникла острая научно-практическая неопределённость, связанная с фазовой принадлежностью флюидов.

При среднем уровне газового фактора (далее – ГФ) по месторождению в пределах 300–500 м³/м³ в указанных скважинах зафиксированы аномально высокие значения ГФ, достигающие 1000 м³/м³. Это создаёт дилемму: имеем ли мы дело с нефтяной залежью с высоким содержанием растворённого газа (летучая нефть) или же с ретроградной газоконденсатной системой?

При испытании поисковой скважины ВУ-1 из отложений КТ-II был получен приток газа дебитом 10 480 м³/сут и нефти 1,5 м³/сут. Опера-

тивный подсчёт запасов для КТ-I и КТ-II был выполнен в 2016 г., а последний пересчёт запасов был успешно защищен в 2023 г.

По результатам интерпретации глубинных проб флюидов возникает неопределённость в вопросе наличия газовой шапки на месторождении Восточный Урихтау. Сопоставление гипсометрических отметок газонептяных контактов (далее – ГНК) по соседним месторождениям Жанажол (-3385 м) и Урихтау Центральный (-3470 м) свидетельствует об их близком структурном положении в пределах региона (рис. 2). В то же время для Восточного Урихтау по данным глубинных проб предполагаемый ГНК фиксируется на значительно более низкой отметке (-3792,6 м), что не согласуется с региональной структурной моделью и установленными закономерностями распределения флюидов.

Указанное расхождение позволяет предположить отсутствие классической газовой шапки на месторождении Восточный Урихтау. Зафиксированные повышенные значения ГФ и признаки газоконденсатности, вероятно, обусловлены фазовым поведением углеводородной системы (разгазирование нефти, переходные флюиды), а также повышенной термической зрелостью ОВ.

Актуальность и задачи исследования. Корректная идентификация типа флюида («нефть» или «газоконденсат») на этапе доразведки имеет критическое значение для недропользования. Ошибка в типизации ведет к неверному выбору объёмных коэффициентов, что влечёт погрешность в оценке извлекаемых запасов жидких УВ в диапазоне 20–40%. Высокая летучесть компонентов в подсолевых горизонтах может быть следствием как гравитационной сегрегации в единой системе, так и высокой термической зрелости ОВ в глубоководных зонах генерации.

Целью данной работы является установление генетической и фазовой принадлежности пластовых систем Восточного Урихтау на примере 7 скважин. Для решения поставленных задач применён мультидисциплинарный подход, включающий газовую хроматографию (далее – ГХ), детальный биомаркерный анализ и комплексные PVT-исследования (от *англ.* Pressure, Volume, Temperature – давление, объём, температура) глубоких проб.

Материалы и методы

Объектом геохимических исследований послужили семь проб флюида (ВУ-1–ВУ-4, ВУ-6–ВУ-8) месторождения Восточный Урихтау (рис. 3). Аналитическая часть работы, включающая детальный анализ состава УВ, была реализована в профильной лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг».

Для геохимического исследования нефти применялись методы ГХ, ГХ с масс-спектрометрией (далее – ГХ-МС) и фингерпринтинг нефти, которые позволяют определить её состав и происхождение, оценить условия формирования и преобразования, а также генетическую типизацию.

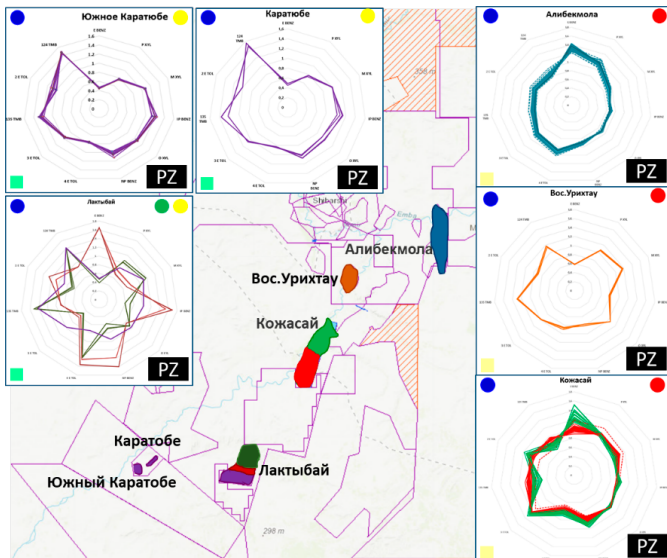


Рисунок 1. Генетическая типизация нефтей Восточного Прикаспия
 Figure 1. Genetic Typing of Oils of the Eastern Caspian Region

PZ – палеозой / Paleozoic

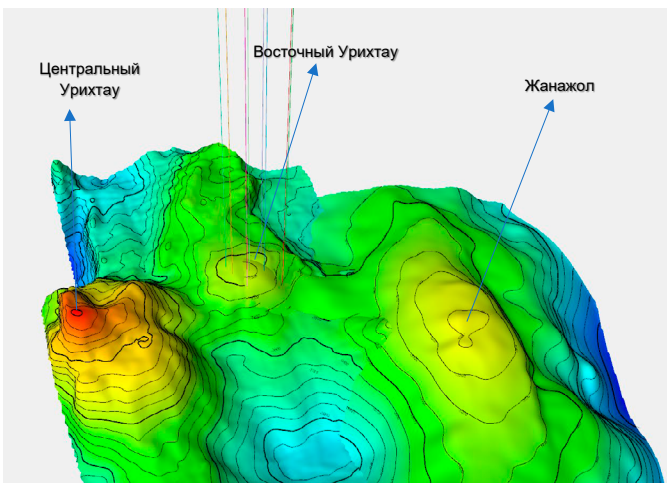


Рисунок 2. Структурная карта по отражающему горизонту КТ-II
 Figure 2. Structural Map of the KT-II Reflecting Horizon

Результаты

Первичными индикаторами, позволяющими дифференцировать нефтяные системы от газоконденсатных на этапе полевых исследований, являются их оптические свойства, в частности, колориметрические характеристики. Все исследованные образцы месторождения Восточный Урихтау характеризуются выраженным коричневым цветом (рис. 3, д). Данный оптический признак косвенно подтверждает значительное содержание средне- и высокомолекулярных компонентов (включая n-алканы и смолисто-асфальтеновые вещества), что типично для стабильных нефтяных фаз.

В противоположность этому типичные газоконденсатные системы характеризуются свет-

ло-жёлтой или соломенной окраской, обусловленной преобладанием лёгких дистиллятных фракций и отсутствием тяжёлых полициклических структур. Подобные цветовые характеристики в пробах Восточного Урихтау зафиксированы не были.

Для детальной интерпретации их генезиса на молекулярном уровне был применён ряд аналитических методов, включающий газожидкостную хроматографию, определение биомаркерных параметров и анализ распределения ароматических УВ.

На основе данных ГХ-МС были рассчитаны параметры, указанные в табл. 1.

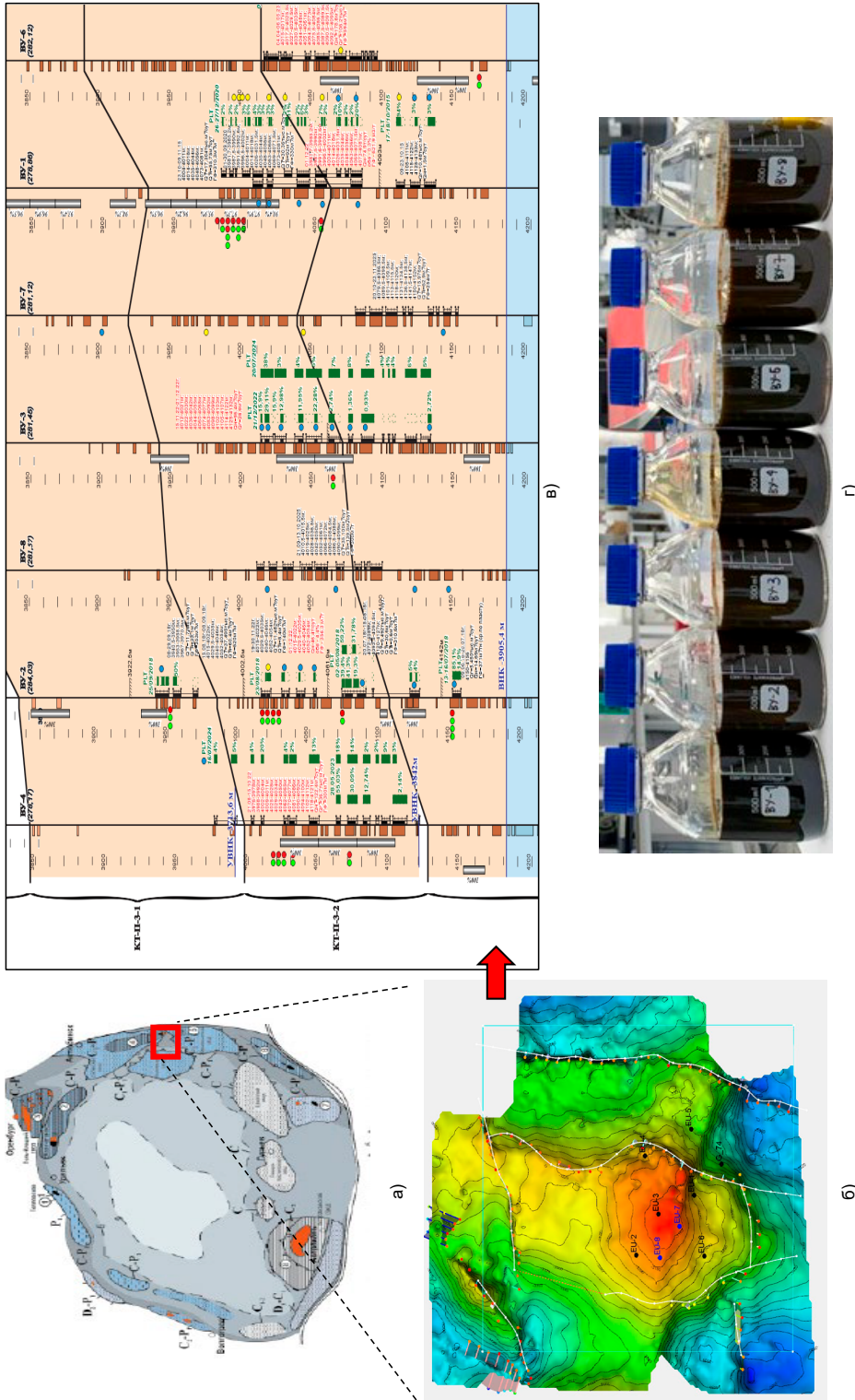


Рисунок 3. Обзорная карта
 Figure 3. Overview map

а) карта Прикаспийского бассейна / Map of the Caspian basin; б) геологическая модель Восточного Урликтау / Geological model of the Eastern Urlikhtau field; в) отобранные образцы УВ / selected HC samples

Таблица 1. Результаты ГХ и ГХ-МС
Table 1. Results of GC and GC-MS

Образцы Samples	ВУ-1 EU-1	ВУ-2 EU-2	ВУ-3 EU-3	ВУ-4 EU-4	ВУ-6 EU-6	ВУ-7 EU-7	ВУ-8 EU-8
Горизонт Horizon	КТ-II / KT-II						
Интервал отбора Sampling interval, m	3981,7–4081,0	4015,0–4054,0	4012,0–4132,0	3976,0–4121,0	4015,0–4095,0	4143,8	4068,0
Pr/Ph	1,539	1,535	1,182	1,135	-	1,329	1,457
Pr/C ₁₇	0,643	0,632	0,638	1,712	-	0,613	0,605
Ph/C ₁₈	0,501	0,487	0,620	1,521	-	0,511	0,479
C ₁₇ /C ₂₇	4,386	3,623	2,984	1,524	-	4,048	3,820
CPI-1	1,009	0,975	1,166	1,083	-	0,792	0,034
C ₂₉ st S/R	1,169	1,129	1,052	1,060	1,512	0,984	0,832
C ₂₉ st I/R	1,528	1,505	1,482	1,461	1,391	1,282	1,244
C ₂₉ st/30 H	0,778	0,886	0,668	0,750	-	0,567	0,544
19 TT/23 TT	0,125	0,117	0,130	0,122	-	0,139	0,122
20 TT/21 TT	0,752	0,774	0,778	0,781	-	0,786	0,709
T ₃ /T _m	0,423	0,443	0,418	0,444	-	0,407	0,476
29H	0,791	0,759	0,606	0,681	-	0,597	0,512
30H	0,476	0,449	0,451	0,462	-	0,541	0,680
31H	0,309	0,349	0,453	0,386	-	0,379	0,345
29 T ₃ /29 T _m	0,166	0,154	0,140	0,169	0,519	0,170	0,207
4/1 MDBT	3,085	3,036	2,969	3,054	3,131	3,030	3,050
3+2/1 MDBT	2,991	2,983	2,822	3,018	3,096	3,092	3,118
DBT/Phen	1,698	1,561	1,888	1,489	2,631	1,790	1,547

Pr – пристан / pristane; Ph – фитан / phytane; CPI-1 – индекс преобладания углерода / Carbon Preference Index; st – стеран / sterane; S/R – соотношение S и R стереоизомеров / ratio of S and R stereoisomers; I/R – отношение изо- и регулярных стеранов / ratio of iso- and regular steranes; TT – трициклический терпан / tricyclic terpane; Ts – триснорнеоопан / trisnorhopane; Tm – трисноропан / trisnorhopane; MDBT – метилдibenзоlтиофен / methyl dibenzothiophene; DBT – дибензоlтиофен / dibenzothiophene; Phen – фенантрен / phenanthrene

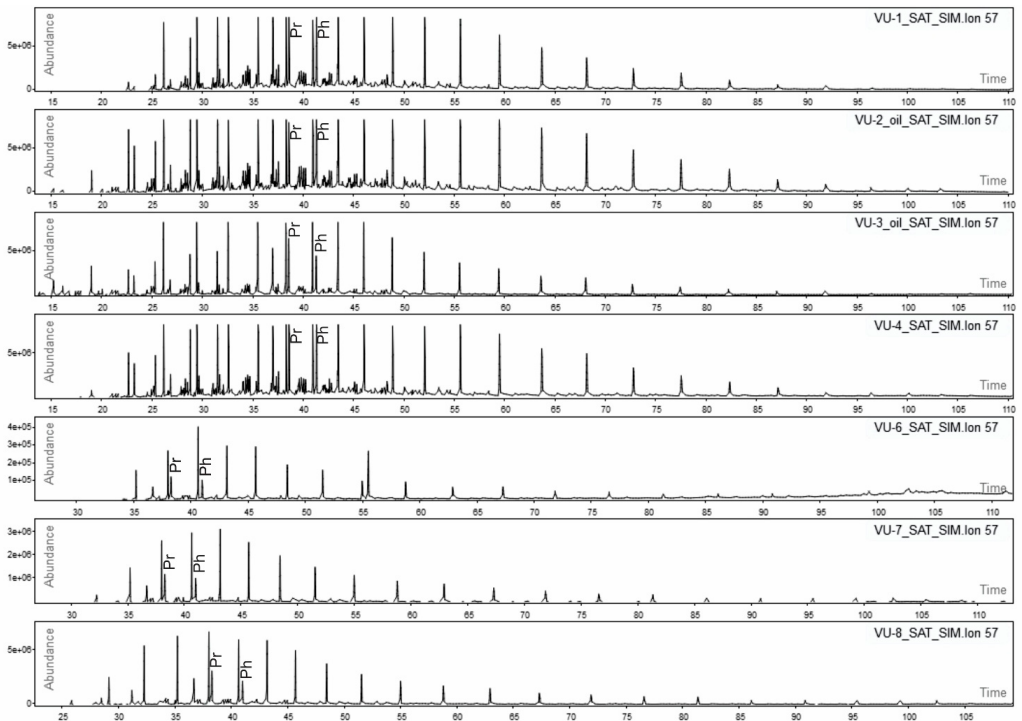


Рисунок 4. Хроматограммы образцов нефти месторождения Восточный Урихтау
Figure 4. Chromatograms of Oil Samples from the Eastern Urikhtau Field

Анализ газовых хроматограмм и масс-фрагментограмм по характерному иону m/z 57 (рис. 4) выявил присутствие гомологического ряда n -алканов в диапазоне от C_6 до C_{33} . Наличие высокомо-

лекулярных компонентов ($>C_{20}$) свидетельствует о значительном содержании тяжёлых фракций, что является типичным признаком нефтяных систем. В отличие от исследуемых образцов, угле-

водородный профиль типичных газоконденсатов обычно ограничен компонентами до C₂₀, а присутствие соединений состава до C₃₀ в них фиксируется лишь в виде следовых количеств при специфических термобарических условиях.

Для сырой нефти характерен полный набор терпанов от C₁₉ до C₃₅ (рис. 5). Это молекулярный «каркас», который свидетельствует о том, что флюид не подвергался экстремально термическому воздействию или фазовой фракции, которая отсекала бы тяжёлые углеводороды. Га-

зоконденсаты, как правило, сильно обеднены тяжёлыми биомаркерами. В «чистых» (вторичных) конденсатах терпаны выше C₃₀ (гопаны) часто отсутствуют или находятся ниже предела обнаружения масс-спектрометра. Тот факт, что во всех пробах (кроме ВУ-6) присутствует весь ряд (C₁₉–C₃₅), говорит о том, что, скорее всего, исследованные образцы ВУ являются лёгкой нефтью, а не конденсатом в классическом понимании. Флюид сохранил признаки жидкой фазы, характерные для нефтяных систем (рис. 5).

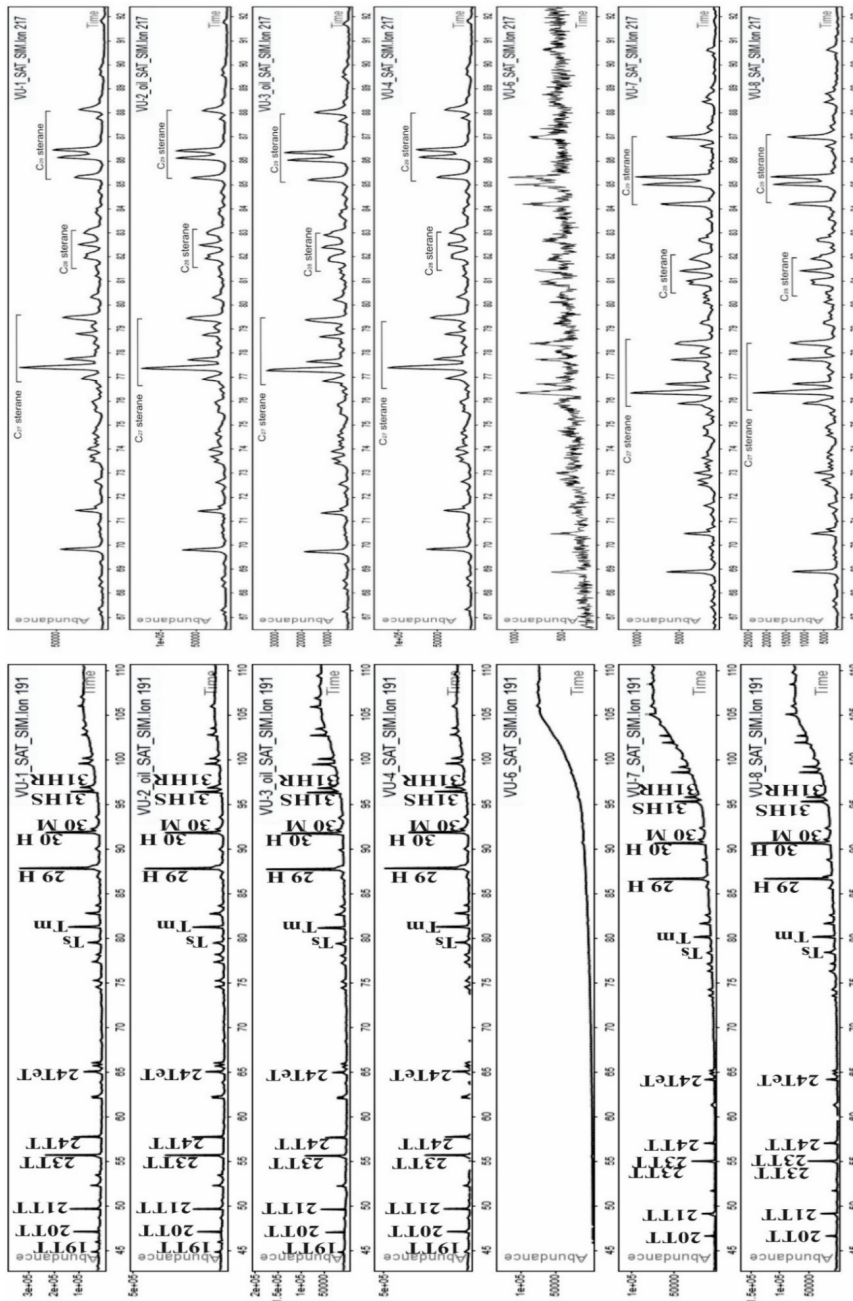


Рисунок 5. Масс-фрагментограмма
Figure 5. Mass Fragmentogram

а) терпаны на m/z 191 / terpanes at m/z 191; б) стераны на m/z 217 / steranes at m/z 217

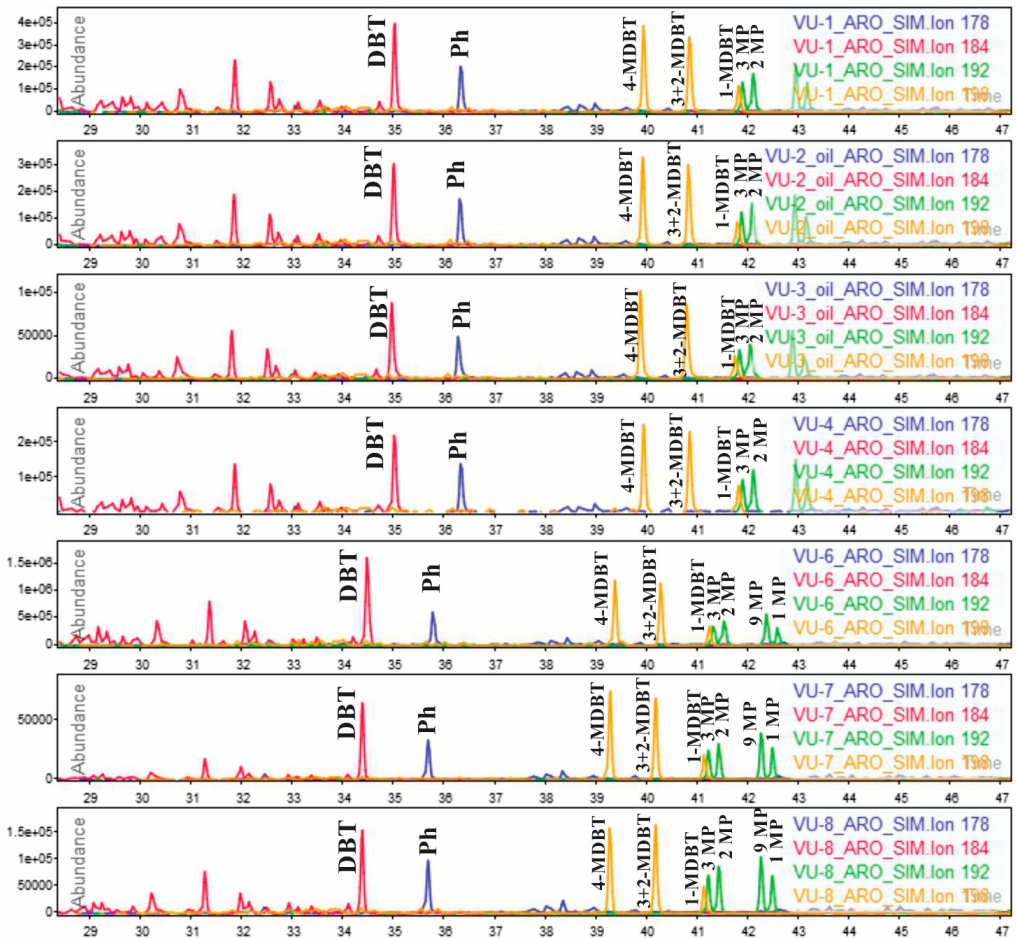


Рисунок 6. Масс-фрагментограммы дибензотиофенов (m/z 184), фенантронов (m/z 178), метилдибензотиофенов (m/z 198) и метилфенантронов (m/z 192) в исследованных нефтях
Figure 6. Mass Fragmentograms of Dibenzothiophenes (m/z 184), Phenanthrenes (m/z 178), Methyl dibenzothiophenes (m/z 198) and Methylphenanthrenes (m/z 192) in the Studied Oils

На масс-фрагментограммах ароматической фракции всех исследованных проб месторождения Восточный Урихта идентифицированы полициклические арены и серосодержащие гетероциклические соединения, в частности, фенантроны ($C_{14}H_{10}$) и их метилированные производные – метилфенантроны ($C_{15}H_{12}$), дибензотиофены (DBT, $C_{12}H_8S$) метилдибензотиофены ($C_{13}H_{10}S$) (рис. 6). Присутствие данных высококипящих компонентов в составе флюидов свидетельствует о смешанной природе углеводородных систем. Распределение указанных идентификаторов указывает на генетическую связь как с нефтяными залежами, так и с газо-конденсатной составляющей, что характерно для сложных многофазных резервуаров.

Высокая интенсивность пиков указанных соединений на масс-фрагментограммах (ось ординат) даёт основание предполагать превалирование нефтяной составляющей над газо-конденсатной. Данный вывод базируется на законо-

мерностях термической деструкции: в условиях жёсткого термобарического режима (высокие температуры и давления), характерных для глубокопогруженных газоконденсатных систем, концентрация полициклических ароматических УВ и гетероциклических соединений закономерно снижается вследствие процессов термического крекинга.

Обсуждение

Геохимические анализы

Для детального сопоставления исследуемых флюидов был проведен прецизионный анализ методом LTM-MD-GC (от англ. Low Thermal Mass – Multi-Dimensional – Gas Chromatography) низкотемпературная многомерная газовая хроматография). Основной задачей данного этапа являлось построение «отпечатков пальцев» (fingerprinting) на основе распределения 12 реперных ароматических компонентов. Несмотря

на то, что выбранные ароматические идентификаторы присутствуют в составе как нефтей, так и газоконденсатов (что ограничивает их использование для фазовой дифференциации), их количественные соотношения служат надёжным критерием для корреляции флюидов.

Таблица 2. Результаты геохимических, физико-химических и PVT-анализов
Table 2. Results of Geochemical, Physicochemical and PVT analyses

Параметры Parameters	Газоконденсат Gas condensate	Нефть Oil	ВУ-1 EU-1	ВУ-2 EU-2	ВУ-3 EU-3	ВУ-4 EU-4	ВУ-6 EU-6	ВУ-7 EU-7	ВУ-8 EU-8
Глубина отбора, м Sampling depth, m			3981,7–4081	4015–4054	4063,1	3976–4121	4169,89	4143,8	4019,95
Геохимические данные Geochemical data									
n-алкановый ряд n-alkane range	до C _{25–30}	до C _{37–40}	<C ₃₃	<C ₃₃	<C ₃₃	<C ₃₃	–	<C ₃₃	<C ₃₃
наличие биомаркеров C ₁₉ –C ₃₅ Presence of C ₁₉ –C ₃₅ biomarkers	обычно отсутствует usually absent	присутствует present	присутствует present	присутствует present	присутствует present	присутствует present	–	присутствует present	присутствует present
$\Sigma(C_{1–C_9})/\Sigma(C_{10+})$	>1	<1	0,68	0,60	0,48	0,34		0,33	0,38
Физико-химические параметры / Physicochemical parameters									
Цвет Color	жёлтый yellow	коричневый brown	коричневый brown	коричневый brown	коричневый brown	коричневый brown	коричневый brown	коричневый brown	коричневый brown
Плотность, кг/м ³ Density, kg/m ³	700–800	>800	829,9	834,3	845,3	842	838,9	843,4	837,3
Молекулярная масса, г/моль Molecular weight, g/mol	<150	>150	179	201	217	212	204	219	201
Асфальтены, %масс. Asphaltenes, wt.%			0,12	0,15	–	0,20	0,10		0,16
Содержание парафина, %масс. Paraffin content, wt.%			0,58	0,51	1,97	0,56	1,46		1,86
PVT-данные / PVT data									
Маркерный показатель, Мпа Saturation pressure, MPa	давление начала конденсации (точка росы) dew point pressure (gas condensate)								
		давление насыщения нефти газом bubble point pressure (oil)	32,43	41,09	37,31	38,05	32,89	27,50	34,80
Газосодержание, м ³ /м ³ Gas-oil ratio, m ³ /m ³	1000–10000	300–500	376,34	498,09	392,40	248,04	360,51	219,49	162,90
Плотность газа при пластовом давлении, г/см ³ Gas density at reservoir pressure, g/cm ³	<0,5	0,6–0,7<	0,604	0,562	0,616	0,657	0,639	0,6829	0,598
Вязкость, мПа·с Viscosity, mPa·s	очень низкая very low	относительно высокая relatively high	0,30	0,27	0,17	0,90	0,25	0,61	0,290
Компонентный состав (C ₇₊), %масс. C ₇₊ fraction composition, wt.%	низкая low	высокая high	85,35	91,47	98,29	98,64	96,20		90,54

Таблица 3. Состав УВ по семи образцам нефти месторождения Восточный Урихтау
Table 3. Hydrocarbon Composition of Seven Oil Samples from the Eastern Urikhtau Field

№ кв. Well No.	Доля УВ, % / Hydrocarbon content, %								Тип жидкости Liquid Type
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆	C ₇₊	C ₃₀₊	
ВУ-1	57,14	7,199	4,397	2,17	1,059	1,154	17,569	0,875	Нефть Oil
ВУ-2	63,192	6,565	4,191	1,866	0,808	0,723	14,828	0,726	
ВУ-3	61,211	5,814	3,705	1,585	0,805	0,648	21,029	1,383	
ВУ-4	51,338	5,691	2,874	1,484	0,612	0,75	30,007	3,613	
ВУ-6	56,2	4,838	5,835	2,424	1,147	1,689	22,443	1,226	
ВУ-7	55,72	5,643	4,816	2,559	1,342	0,751	23,972	1,493	
ВУ-8	60,209	6,895	4,915	2,411	1,208	1,189	16,443	1,055	

Практически идентичный профиль распределения этих 12 пиков во всех исследованных пробах (рис. 7) свидетельствует о высокой гидродинамической связности между продуктивными пластами и коллекторами в пределах изученного участка и о едином генезисе: формирование залежей происходило в идентичных геологических условиях из общего нефтематеринского источника (единой очаговой зоны). Таким образом, выявленная высокая степень конвергенции геохими-

ческих параметров позволяет экстраполировать выводы, полученные для отдельных скважин, на всю совокупность флюидов месторождения Восточный Урихтау.

По данным фингерпринтинга установлено, что нефть всех скважин демонстрирует схожие хроматографические отпечатки, что свидетельствует о хорошей гидродинамической связи между коллекторами. Это позволяет предположить, что залежи в изученных скважинах формировались в сходных геологических условиях и, вероятно, относятся к единой нефтематеринской системе.

Для верификации генетического типа флюида был проведен детальный биомаркерный анализ. Идентификация стеранов и терпанов методом ГХ-МС является фундаментальным этапом геохимических исследований, позволяющим получить исчерпывающую информацию о происхождении и эволюции нефти (рис. 11–13).

Коэффициент лёгкости для нефти обычно менее 1, для конденсата – очень высокий (более 1–2). В данном случае коэффициент лёгкости варьируется от 0,77 до 0,85, что указывает на нефть.

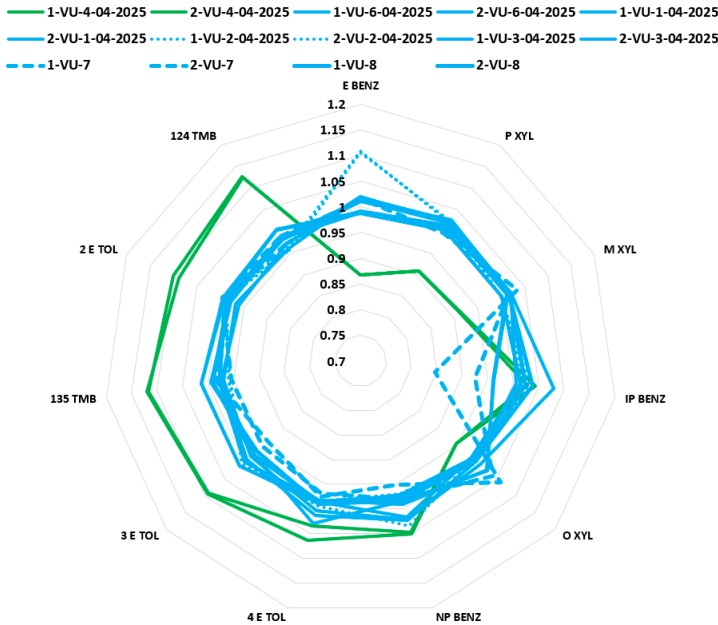


Рисунок 7. Фингерпринтинг образцов
Figure 7. Fingerprinting of Samples

Результаты кросс-плота в координатах отношения пристан / фитан от C_{17}/C_{27} подтверждают, что все исследованные пробы месторождения Восточный Урихтау локализуются в области недеградированных («нормальных») нефтей (рис. 8). Данная закономерность полностью согласуется с результатами ГХ-МС ароматических компонентов и распределением высокомолекулярных n-алканов. На основании имеющихся региональных данных типичные газоконденсатные системы (на примере месторождений Айрақты, Жарқум, Амангелды) характеризуются иными геохимическими метками и попадают в зону испарительного фракционирования. Отсутствие подобных признаков в пробах Восточного Урихтау дополнительно подтверждает их принадлежность к жидким нефтяным фазам.

Дополнительным подтверждением нефтяной природы исследуемых флюидов служат параметры изомеризации регулярных стеранов

C_{29} . На графике зависимости коэффициента конфигурационной изомеризации в положении C_{29} ($S/S+R$) для $\alpha\alpha\alpha$ -изомеров от степени эимеризации в положениях C-14 и C-15 C_{29} $\alpha\beta(S+R)/\alpha\beta\beta(S+R)+\alpha\alpha\alpha(S+R)$ исследованные образцы локализуются в поле, характерном для большинства генерационных систем нефтяного ряда (рис. 9). Хотя стераны присутствуют в составе как нефтей, так и газоконденсатов, их использование для характеристики последних часто ограничено. Газоконденсатные системы, как правило, характеризуются высокой термической зрелостью, при которой стерановые структуры подвергаются деструкции или достигают состояния равновесия (плато изомеризации), что делает данные параметры малоинформативными. Нахождение проб Восточного Урихтау в «нефтяном окне» на данном графике свидетельствует в пользу их нефтяного генезиса и умеренной термической преобразованности ОБ (рис. 9).

Физико-химические и PVT-анализы

В основе классификации флюидов могут лежать также такие критерии, как тип добываемой продукции, количество углеводородных фаз в пластовых условиях и тип давления насыщения (начало газовыделения или точка росы) [17]. В работе Mejia Martinez N.D. [18], основанной на анализе 138 PVT-отчётов по флюидам из нетрадиционных коллекторов, ключевым PVT-параметром для отличия конденсата от нефти является то, что ретроградный газоконденсат характеризуется значительно более высоким ГФ (часто превышающим 4000–7000 scf/STB¹) и более высоким API (часто >50–60°API²) по сравнению с чёрной и летучей нефтью.

На основании комплексного анализа физико-химических параметров, представленных в табл. 2, все исследованные образцы (ВУ-1–ВУ-4, ВУ-6–ВУ-8) следует классифицировать как нефть. Несмотря на вариативность отдельных показателей, ни одна из проб не демонстрирует совокупности свойств, характерных для газового конденсата. Определяющими критериями для данной классификации стали значения плотности, молекулярной массы и компонентного состава.

Плотность всех образцов стабильно превышает 780 кг/м³, достигая 845 кг/м³, что исключает принадлежность к конденсатам, для которых типичны значения ниже 750–800 кг/м³. Молекулярная масса проб находится в диапазоне

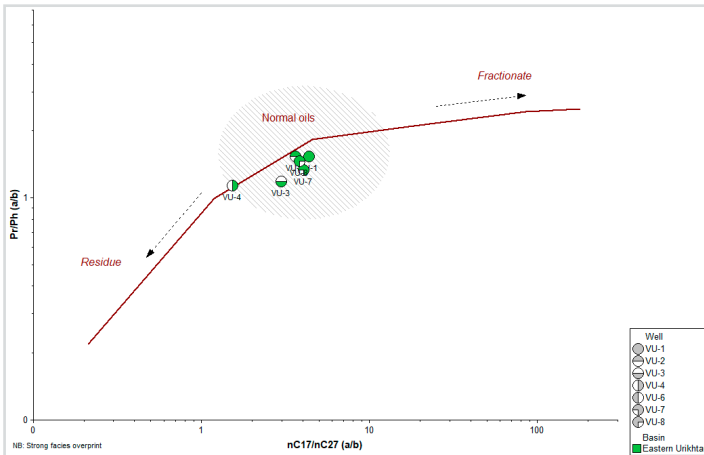


Рисунок 8. Зависимость Pr/Ph и C₁₇/C₂₇
Figure 8. Relationship between Pr/Ph and C₁₇/C₂₇

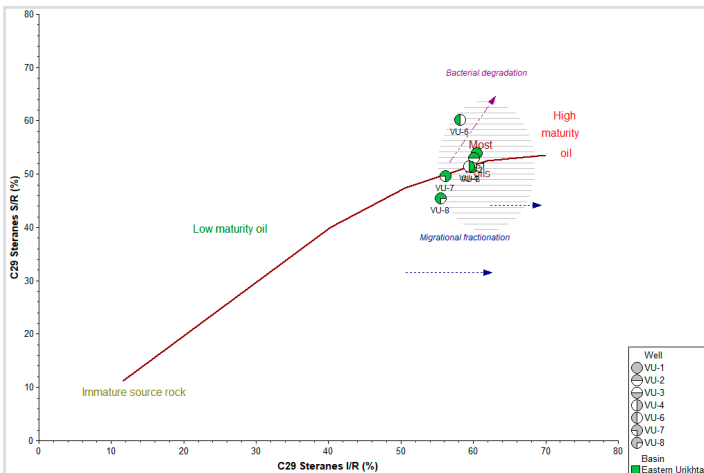


Рисунок 9. Зависимость изомеров стерана C₂₉ααα (S/S+R) от C₂₉ αββ (S+R)/αββ(S+R)+ααα(S+R) в нефти
Figure 9. Relationship between C₂₉ ααα (S/(S+R)) sterane isomers and C₂₉ αββ/(αββ + ααα) ratios in oils

¹ scf/STB (англ. Standard Cubic Feet per Stock Tank Barrel) – единица измерения газового фактора, показывающая количество стандартных кубических футов газа (scf), растворённых в одном стандартном барреле нефти (STB).

² °API (англ. American Petroleum Institute – Американский институт нефти) – в данном случае единица измерения плотности нефти, разработанная Американским институтом нефти (градус API), позволяющая определить относительную плотность нефти по отношению к плотности воды при той же температуре.

179–217 г/моль, тогда как для конденсатов этот показатель практически всегда ниже 150 г/моль. Наиболее убедительным доказательством является содержание тяжёлых УВ (фракция C_{7+}), которое варьируется от 85% до 98,6% от общего состава. Столь высокая концентрация тяжёлых компонентов полностью исключает возможность отнесения образцов к газоконденсатам, в которых преобладают лёгкие фракции (C_5 – C_{10}). Этот вывод дополнительно подтверждается соотношением лёгких и тяжёлых УВ ($\Sigma(C_1$ – $C_9)/\Sigma(C_{10+})$), полученных по результатам ГХ: во всех пробах оно составляет менее единицы (0,34–0,68), что является классическим

индикатором нефти, где лёгкие фракции не доминируют над тяжёлыми. Образцы ВУ-6 и ВУ-7 классифицируются как нефть, однако они представляют два различных типа нефтяных систем. Образец ВУ-6 характеризуется плотностью 838,9 кг/м³, что соответствует средней или тяжёлой нефти с умеренным газосодержанием 360 м³/м³ и экстремально высоким содержанием тяжёлой фракции C_{7+} на уровне 96,20% масс. Такое сочетание параметров указывает на классическую нефть с незначительным количеством растворённого газа и преобладанием высокомолекулярных соединений.

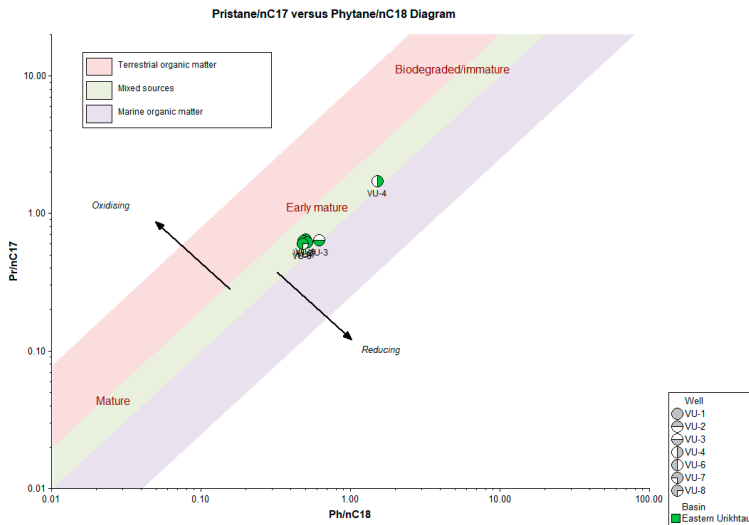


Рисунок 10. Диаграмма Кэннона-Кэссоу
Figure 10. Cannon-Cassou Diagram

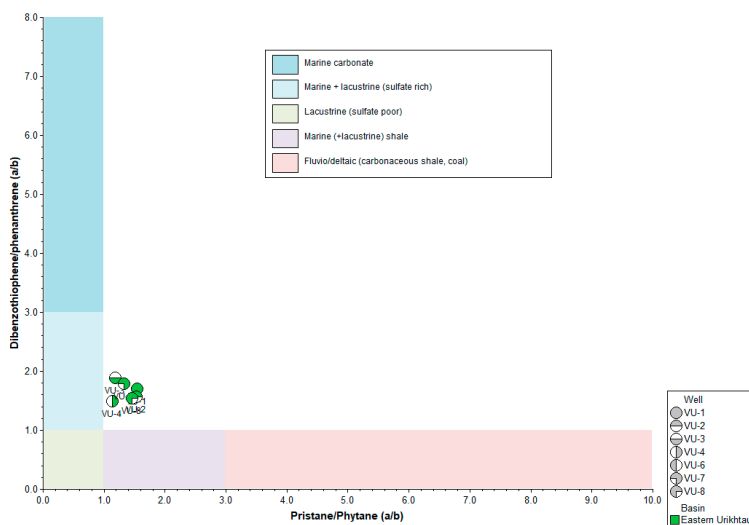


Рисунок 11. Зависимость Pr/Ph от DBT/Phen
Figure 11. Relationship between Pr/Ph and DBT/Phen ratios

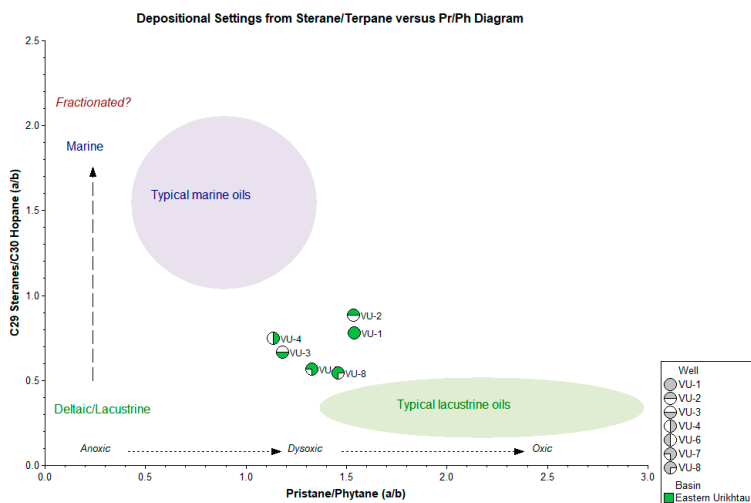


Рисунок 12. Зависимость C_{29} стеран/ C_{30} гопан от Пристан/фитан в исследованных пробах
Figure 12. Relationship between C_{29} Sterane/ C_{30} Hopane and Pristane/Phytane Ratios in the Studied Samples

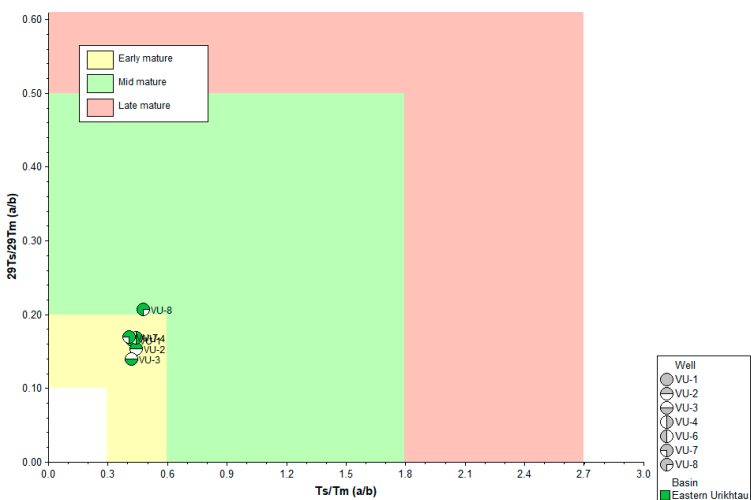


Рисунок 13. Зависимость терпанов C_{27} Ts/Tm от C_{29} Ts/Tm в пробе
Figure 13. Relationship between C_{27} Ts/Tm and C_{29} Ts/Tm ratios in the sample

На рис. 14 можно заметить, что содержание асфальтенов C_{30+} в пробах, отобранных со скважин ВУ-1 и ВУ-2, составляет 0,875 и 0,725%мол., что значительно ниже, чем в других образцах (табл. 3). Такое низкое содержание обычно характерно для газоконденсата.

Компонентный состав разгазированной нефти определен на газожидкостном хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000»³ согласно ГОСТ Р 54291-2010⁴.

³ Газовый хроматограф «Хроматэк-Кристалл 5000» – это универсальный лабораторный прибор, предназначенный для разделения, идентификации и количественного анализа сложных многокомпонентных смесей (газов, жидкостей). Производится ЗАО СКБ «Хроматэк» (Иошкар-Ола, Россия).

⁴ ГОСТ Р 54291-2010 «Нефть сырая. Газохроматографический метод определения распределения компонентов по диапазону температур кипения»

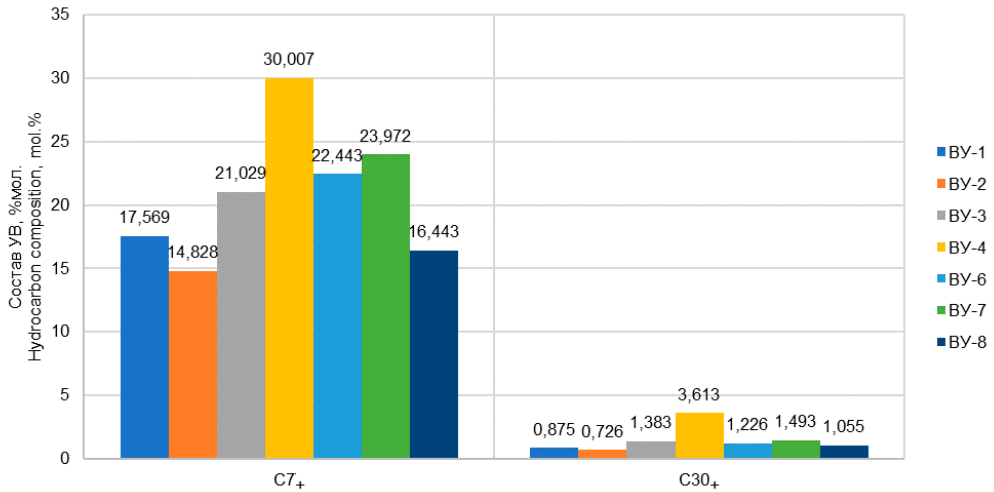


Рисунок 14. Состав углеводородов по C_{7+} и C_{30+}
Figure 14. Composition of Hydrocarbons by C_{7+} and C_{30+}

Методика исследования при постоянной массе СМЕ⁵

Исследование при постоянной массе без выпуска пластовой смеси или PV-соотношения. Исследования нацелены на определение коэффициента сжимаемости и температурного расширения нефти в результате увеличения объёма (V) пластовой нефти при снижении давления (P) (при постоянной температуре) или повышении температуры (при постоянном давлении). Определение изотермических PV-соотношений при пластовой температуре позволяет выполнить расчёты изменения величин объёмного коэффициента и плотности пластовой нефти при изменении давления от давления насыщения до пластового давления согласно методике выполнения измерений (далее – МВИ) 2 №02-2017, (методы исследования пластовых флюидов и сепарированных тоев, разработанные Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг», Казахстан).

Исследования при постоянной массе дают возможность оценки давления насыщения на основе графического изображения результатов измерений соотношений между давлением и объёмом пластовой нефти в процессе её изотермического расширения.

Лабораторные исследования пластовой нефти проводились на установке FLUID EVAL™ (Франция)⁶ в соответствии с существующим МВИ 2 №02-2017. Установка оборудована системой видеонаблюдения, которая позволяет в реальном времени отслеживать состояние флюида. Визуальные наблюдения и результаты PVT-исследований подтвердили, что все 7 проб являются нефтяными (рис. 15).

Заключение

По результатам комплексных геохимических, физико-химических и PVT-исследований семи глубинных проб флюидов месторождения Восточный Урихтау (скв. ВУ-1–ВУ-4, ВУ-6–ВУ-8) установлена генетическая и фазовая принадлежность углеводородных систем, а также определены закономерности их распределения в пределах карбонатного резервуара.

Биомаркерный анализ (ГХ-МС) и газохроматографический фингерпринтинг подтвердили генетическое единство всех исследованных проб. Флюиды сформированы в единой нефтематеринской системе, связанной с морскими карбонатными отложениями. Отсутствие следов биодеградации (полная сохранность n-алканов, отсутствие «нафтенного горба») и идентичность биомаркерных профилей свидетельствуют о высокой гидродинамической связности коллекторов и первичной сохранности УВ. Параметры изомеризации стеранов и терпанов указывают на нахождение ОВ в главной фазе нефтеобразования («нефтяное окно») при умеренной термической зрелости.

На основании комплекса критериев (плотность >780 кг/м³, молекулярная масса > 150 г/моль, содержание фракции C_{7+} >85%, соотношение $\Sigma(C_1-C_9)/\Sigma(C_{10+}) <1$) все исследованные образцы классифицированы как нефть. Ни одна из проб не демонстрирует совокупности свойств, характерных для газоконденсатных систем. Образец ВУ-7, обладающий повышенным газосодержанием, идентифицирован как летучая нефть, что подтверждается высоким содержанием тяжёлых компонентов ($C_{7+} = 87,88\%$ масс.) и отсутстви-

⁵ СМЕ (англ. Constant Mass Expansion) – эксперимент по расширению при постоянной массе.

⁶ Установка FLUID EVAL™ – это высокотехнологичный лабораторный комплекс производства компании Vinci Technologies (Франция), предназначенный для измерений давления, объёма, температуры, плотности и вязкости при исследовании фазового состояния углеводородных флюидов и изменений их фазовых состояний при моделированных пластовых термобарических условиях.

ем давления начала конденсации при PVT-испытаниях. Визуальные наблюдения в процессе PVT-исследований на установке FLUID EVAL™ подтвердили нефтяную природу всех проб.

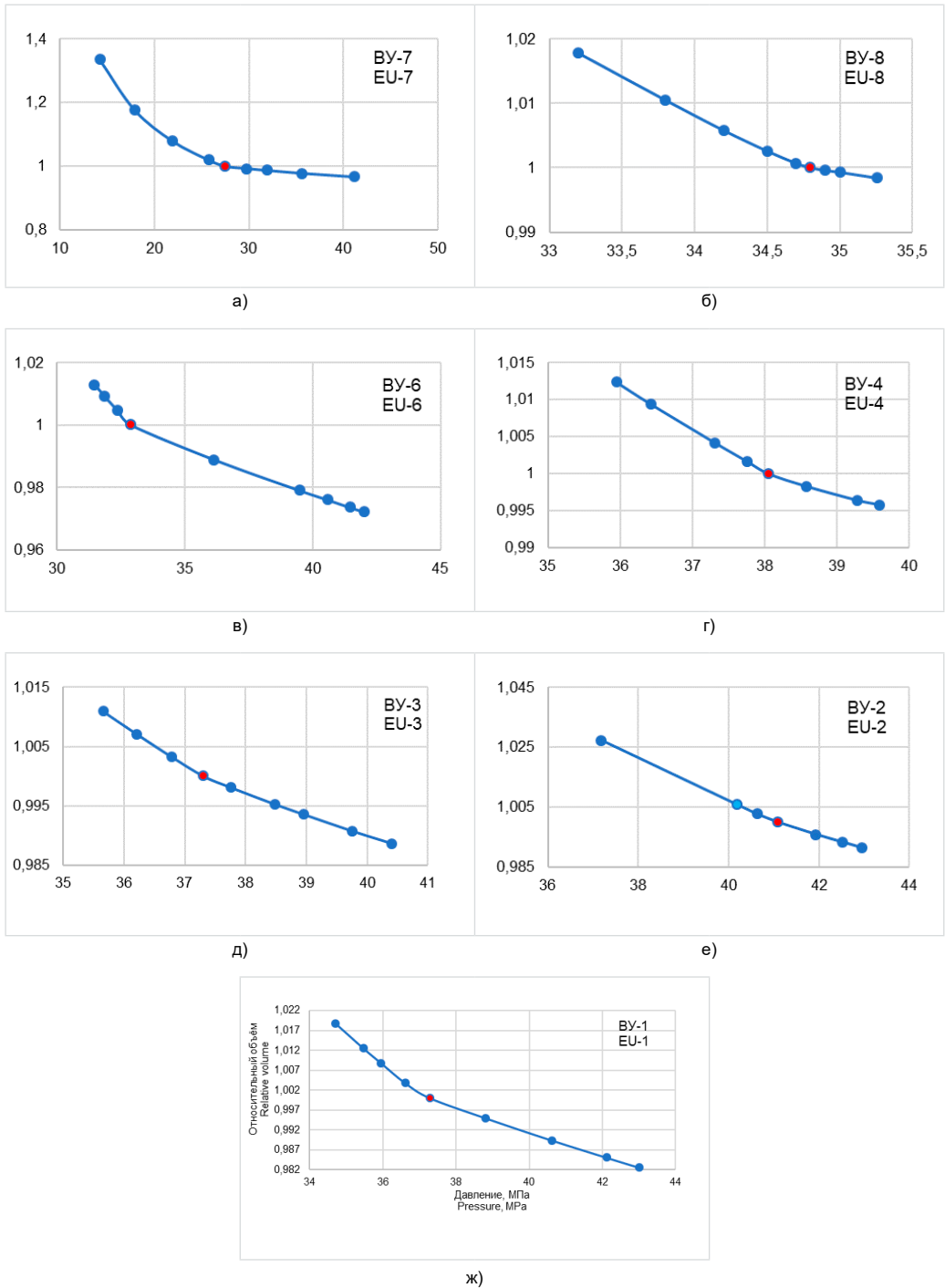


Рисунок 15. Соотношение давления к относительному объёму
 Figure 15. Pressure-Relative Volume Relationship

а) BY-7 / EU-7; б) BY-8 / EU-8; в) BY-6 / EU-6; г) BY-4 / EU-4; д) BY-3 / EU-3; е) BY-2 / EU-2; ж) BY-1 / EU-1

Сравнение гипсометрических отметок ГНК с региональными реперами (Жанажол, Центральный Урихтау) выявило аномальное залегание предполагаемого ГНК Восточного Урихтау на 300–400 м ниже регионального тренда. Это ставит под сомнение существование классической газовой шапки и позволяет интерпретировать высокое газосодержание в верхней части разреза как результат гравитационной сегрегации и вторичного газообразования в условиях высокой катагенетической зрелости флюидов в единой гидродинамической системе.

Установленная фазовая модель (нефтяная залежь с гравитационной сегрегацией и переходной зоной летучей нефти в кровельной части) требует применения объёмного метода подсчёта запасов для нефтяной оторочки без выделения самостоятельной газовой шапки. Использование коэффициентов, характерных для газоконденсатных систем, при подсчёте запасов жидких УВ приведёт к занижению ресурсной базы. Рекомен-

дуется учитывать выявленную фазовую зональность при проектировании системы разработки, включая обоснование режима эксплуатации скважин и выбор технологической схемы сбора и подготовки УВ.

Таким образом, мультидисциплинарный подход, объединяющий геохимические, физико-химические и PVT-методы, позволил верифицировать фазовое состояние флюидов Восточного Урихтау и предложить обоснованную модель залежи, имеющую ключевое значение для дальнейшего освоения месторождения и минимизации геологических рисков. Однако нужно отметить, что отсутствие данных по соседним горизонтам не позволяет распространить отмеченные выводы о типе углеводорода на всю исследованную структуру, и по мере накопления нового материала из соседних структур и горизонтов будут внесены соответствующие корректировки и уточнения, детализирующие типы УВ и направление их вторичной миграции.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Сейтхазиев Е.Ш. – разработка методологии, интерпретация результатов, редактирование текста, формулирование основных выводов; Джарасова Т.С. – сбор информации, обобщение данных, литературный обзор, написание статьи; Алдебек А.Е. – сбор и анализ геолого-геофизических материалов, построение графических материалов; Ыхласов Н.К. – участие в обработке PVT-данных и обсуждении результатов; Рахымберди Р. – концепция исследования.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Yessimkhan S. Seitkhaziyev – methodology development, interpretation of results, manuscript editing, formulation of key conclusions; Tolganay S. Jarassova – data collection, data synthesis, literature review, systematization of scientific sources, manuscript writing; Almira Ye. Aldebek – geological and geophysical data collection and analysis, geological modeling, preparation of graphical materials; Naurzybay Ykhlassov – participation in PVT data processing and interpretation and discussion of results; Rauan Rakhymberdi – research conceptualization.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Жолтаев Г.Ж., Кулумбетова Г.Е. Характеристика карбонатных и терригенных подсолевых отложений востока Прикаспийской впадины // Недра Поволжья и Прикаспия. 2019. Вып. 98. С. 65–77. doi: [10.24411/1997-8316-2019-19805](https://doi.org/10.24411/1997-8316-2019-19805).
2. Ахияров А.В., Семенова К.М. Палеозойские карбонатные платформы Прикаспийской впадины как критерий нефтегазопроисхождения работ // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. Москва : Газпром ВНИИГАЗ, 2013. № 5. С. 238–252.
3. Воцалевский Э.С., Даукеев С.Ж., Коломиец В.П., и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Нефть и газ. Том 3. Алматы : НАН РК, 2002. 248 с.
4. Абилхасимов Х.Б. Сравнительная характеристика палеозойских карбонатных платформ Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. 2008. № 3. С. 6–18.
5. Нурмаганбетова Л.А., Шестоперова Л.В. Геохимическая характеристика нефтей Прикаспийского бассейна по данным биомаркерных исследований // Национальная ассоциация ученых. 2022. №84. С. 23–28. doi: [10.31618/nas.2413-5291.2022.1.84.644](https://doi.org/10.31618/nas.2413-5291.2022.1.84.644).

6. Жансеркеева А.А. Оценка потенциала нефтематеринских пород подсолевого комплекса восточного борта Прикаспийской впадины // Нефть и газ. 2022. №130. С. 39–56. doi: [10.37878/2708-0080/2022-4-03](https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-4-03).
7. Аби́лхасимов Х.Б. Типизация разрезов палеозойского комплекса восточного борта Прикаспийской впадины // Нефть и газ. 2021. №1(121). С. 6–25. doi: [10.37878/2708-0080/2021-1-01](https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-1-01).
8. Ажгалыев Д.К. Геологическое строение и новые направления поисков нефти и газа в палеозойских отложениях Прикаспийского бассейна и западной части Туранской плиты : дисс. 22.05.2026. докт. геол.-мин. наук. Атырау, 2020. Режим доступа: geokniga.org/books/23034. Дата обращения: 12.02.2026.
9. Шарипов Ж.К., Жансеркеева А.А. Характеристика строения и перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов восточной части Прикаспийской впадины // Нефть и газ. Геология. 2024. №142. С. 39–56. doi: [10.37878/2708-0080/2024-4-03](https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-4-03).
10. Ажгалыев Д.К. Уточнение модели формирования подсолевых отложений восточного борта Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. 2019. №6. С. 31–40.
11. Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник / под ред. А.М. Кажгельдина, А.А. Абдуллиной, Х.А. Беспяева, и др. Алматы, 1996. 325 с.
12. Peters K.E., Moldowan J.M. The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. UK : Cambridge University Press, 1993.
13. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. UK : Cambridge University Press, 2005. 1155 p.
14. Seitkhaziyev Y., Jarassova T. Application of Oil Fingerprinting and Biomarker Analysis to Study Fluid Connectivity and Reservoir Isolation and Genetic Typing of Oil Obtained from the Eastern Caspian Basin (Kazakhstan) // SPE Caspian Technical Conference and Exhibition; 26–28 November 2024; Atyrau, Kazakhstan. Available from: onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/24CTC/24CTC/617013.
15. Shalaby M.R., Hakimi M.H., Abdullah W.H. Organic geochemical characteristics and interpreted depositional environment of the Khatatba Formation, northern Western Desert, Egypt // AAPG Bull. 2012. Vol. 96, N 11. P. 2019–2036. doi: [10.1306/04181211178](https://doi.org/10.1306/04181211178).
16. Wang Z., Fingas M., Yang C., et al. Biomarker Fingerprinting: Application and Limitation for Correlation and Source Identification of Oils and Petroleum Products // 27. Arctic and Marine Oilspill Program (AMOP) Technical Seminar; June 8–10, 2004; Edmonton, AB (Canada). Available from: inis.iaea.org/records/vts1y-feq10.
17. Walsh M., Lake L.W. A Generalized Approach to Primary Hydrocarbon Recovery of Petroleum Exploration & Production. England : Elsevier; 2003. 640 p.
18. Mejia Martinez N.D. Development of new PVT correlations for reservoir fluids from unconventional reservoirs : dissertation. Texas : Texas A&M University, 2022. Available from: [blasingame.engr.tamu.edu/0_TAB_Grad/TAB_Grad_Thesis_Archive/MS_078_MEJIA_MARTINEZ_Nelson_Thesis_TAMU_\(Aug_2022\).pdf](https://blasingame.engr.tamu.edu/0_TAB_Grad/TAB_Grad_Thesis_Archive/MS_078_MEJIA_MARTINEZ_Nelson_Thesis_TAMU_(Aug_2022).pdf).

REFERENCES

1. Zholtaev GZ, Kulumbetova GE. The Characteristics of Carbonate and Terrigenous Subsalt Deposits of The East of The Caspian Depression. *Volga and Pricaspian Region Resources*. 2019;98:65–77. doi: [10.24411/1997-8316-2019-19805](https://doi.org/10.24411/1997-8316-2019-19805). (In Russ).
2. Akhiyarov AV, Semyonova KM. Paleozoyskiye karbonatnyye platformy Pricaspiyskoy vpadiny kak kriterii neftegazoposkovykh rabot. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ. 2013;5:238–252. (In Russ).
3. Votsalevskiy ES, Daukeyev SZ, Kolomiets VP, et al. *Glubinnoye stroyeniye I mineral'nyye resursy Kazakhstana. Neft' I gaz*. Vol. 3. Almaty: National Academy of Sciences RoK; 2002. 248 p. (In Russ).
4. Abikhassimov KB. Sravnitel'naya kharakteristika paleozoyskikh karbonatnykh platfom Pricaspiyskoy vpadiny. *Geologiya nefiti i gaza*. 2008;3:6–18. (In Russ).
5. Nurmaganbetova LA, Shestoperova LV. Geochemical Characteristics of The Oils of Caspian Basin According to The Biomarker Study. *Natsional'naya Assotsiatsiya Uchyonnykh*. 2022;84:23–28. doi: [10.31618/nas.2413-5291.2022.1.84.644](https://doi.org/10.31618/nas.2413-5291.2022.1.84.644). (In Russ).
6. Zhanserkeyeva AA. Potential Source Rocks Evaluation for The Pre-Salt Complex of The Eastern Edge of Precaspian Basin. *Oil and Gas*. 2022;130:39–56. doi: [10.37878/2708-0080/2022-4-03](https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-4-03). (In Russ).
7. Abikhassimov KB. Type Designs of The Paleozoic Complex Sections of The East Edge of The Peri-Caspian Depression. *Oil and Gas*. 2021;1(121):6–25. doi: [10.37878/2708-0080/2021-1-01](https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-1-01). (In Russ).
8. Azhgaliyev DK. *Geologicheskoye stroyeniye I novyye napravleniya poiskov nefiti i gaza v paleozoyskikh otlozheniyakh Prikaspiyskogo basseyna i zapadnoy chasti Turanskoj plyty* [dissertation]. Atyrau; 2006. Available from: geokniga.org/books/23034. (In Russ).
9. Sharipov ZK, Zhanserkeyeva AA. Characteristics of the structure and hydrocarbon prospectivity of the deeply buried strata in the eastern Precaspian Basin. *Oil and Gas*. 2024;4(142):39–56. doi: [10.37878/2708-0080/2024-4-03](https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-4-03). (In Russ).
10. Azhgaliyev DK. Refinement of the subsalt formation model: eastern flank of the Caspian basin. *Geologiya nefiti I gaza*. 2019;6:31–40. (In Russ).
11. Kazhgeldin AM, Abdullina AA, Bepayev KA, et al, editors. *Oil and Gas Fields in Kazakhstan. Reference book*. Almaty; 1996. 325 p. (In Russ).
12. Peters KE, Moldowan JM. *The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. UK: Cambridge University Press; 1993.
13. Peters KE, Walters CC, Moldowan JM. *The Biomarker Guide*. UK : Cambridge University Press; 2005. 1155 p.
14. Seitkhaziyev Y, Jarassova T. *Application of Oil Fingerprinting and Biomarker Analysis to Study Fluid Connectivity and Reservoir Isolation and Genetic Typing of Oil Obtained from the Eastern Caspian Basin (Kazakhstan)*. SPE Caspian Technical Conference and Exhibition; 2024 Nov 26–28; Atyrau, Kazakhstan. Available from: onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/24CTC/24CTC/617013.
15. Shalaby MR, Hakimi MH, Abdullah WH. Organic geochemical characteristics and interpreted depositional environment of the Khatatba Formation, northern Western Desert, Egypt. *AAPG Bull.* 2012;96(11):2019–2036. doi: [10.1306/04181211178](https://doi.org/10.1306/04181211178).
16. Wang Z, Fingas M, Yang C, et al. Biomarker Fingerprinting: Application and Limitation for Correlation and Source Identification of Oils and Petroleum Products. 27. Arctic and Marine Oilspill Program (AMOP) Technical Seminar; 2004 June 8–10; Edmonton, AB (Canada). Available from: inis.iaea.org/records/vts1y-feq10.

17. Walsh M, Lake LW. *A Generalized Approach to Primary Hydrocarbon Recovery of Petroleum Exploration & Production*. England: Elsevier; 2003. 640 p.
18. Mejia Martinez ND. *Development of new PVT correlations for reservoir fluids from unconventional reservoirs* [dissertation]. Texas: Texas A&M University; 2022. Available from: [blasingame.engr.tamu.edu/0_TAB_Grad/TAB_Grad_Thesis_Archive/MS_078_MEJIA_MARTINEZ_Nelson_Thesis_TAMU_\(Aug_2022\).pdf](https://blasingame.engr.tamu.edu/0_TAB_Grad/TAB_Grad_Thesis_Archive/MS_078_MEJIA_MARTINEZ_Nelson_Thesis_TAMU_(Aug_2022).pdf).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Сейтхазиев Есимхан Шереханович**

PhD

ORCID [0000-0001-5655-3112](https://orcid.org/0000-0001-5655-3112)e-mail: y.seitkhaziyev@kmge.kz.***Джарасова Толганай Советкановна**

PhD

ORCID [0000-0002-2900-9872](https://orcid.org/0000-0002-2900-9872)e-mail: t.jarassova@kmge.kz.**Алдебек Альмира Есенаманкызы**ORCID [0009-0004-2233-4412](https://orcid.org/0009-0004-2233-4412)e-mail: a.aldebek@kmge.kz.**Ыхласов Наурызбай Косдавлетович**ORCID [0009-0006-5911-918X](https://orcid.org/0009-0006-5911-918X)e-mail: n.ykhlassev@kmge.kz.**Рахымберди Рауан**ORCID [0009-0001-7104-6271](https://orcid.org/0009-0001-7104-6271)e-mail: r.rakhymberdi@uo.kmg.kz.**AUTHORS' INFO****Yessimkhan S. Seitkhaziyev**

PhD

ORCID [0000-0001-5655-3112](https://orcid.org/0000-0001-5655-3112)e-mail: y.seitkhaziyev@kmge.kz.***Tolganay S. Jarassova**

PhD

ORCID [0000-0002-2900-9872](https://orcid.org/0000-0002-2900-9872)e-mail: t.jarassova@kmge.kz.**Almira Ye. Aldebek**ORCID [0009-0004-2233-4412](https://orcid.org/0009-0004-2233-4412)e-mail: a.aldebek@kmge.kz.**Nauryzbay K. Ykhlassev**ORCID [0009-0006-5911-918X](https://orcid.org/0009-0006-5911-918X)e-mail: n.ykhlassev@kmge.kz.**Rauan Rakhymberdi**ORCID [0009-0001-7104-6271](https://orcid.org/0009-0001-7104-6271)e-mail: r.rakhymberdi@uo.kmg.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author