SOCAR

SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОБРАЗЦОВ НЕФТИ И КЕРНА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮЖНО-МАНГЫШЛАКСКОГО БАССЕЙНА

Е. Ш. Сейтхазиев

Атырауский филиал «КМГ Инжиниринг», Атырау, Казахстан

Geochemical analysis of oil and core samples derived from oil and gas fields in the South-Mangyshlak basin

Y. Sh. Seitkhaziyev

Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau city, Kazakhstan

ABSTRACT

This paper presents the results of biomarker analysis of 183 oil samples derived from 19 oil and gas fields and Rock-Eval pyrolysis performed on 93 core samples from 12 fields in the South Mangyshlak basin. According to the biomarkers, oils of studied fields were formed from shaly OM and can be divided into 3 groups: the first group includes Oymasha, Ashiagar, Atambay-Sartobe, Alatyube, Karagie North and Akkar North, which have OM of marine origin, while the second group includes oils from the Pridorozhnoye, Airantakyr, Burmasha and Bekturly fields, which have OM of lacustrine origin. The third group includes oils from rest fields, within each of which there are at least two sources: the oils of the lower pay zones have shaly OM of marine origin, and the OM of the oils of the upper horizons was formed in the lacustrine environment. Rock-Eval pyrolysis revealed that some fields can be considered synclinal.

KEYWORDS

Chromatography;
Biomarkers;
Steranes;
Hopanes;
Rock-Eval pyrolysis;
South-Mangyshlak.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

1. Введение и цели исследования

Южно-Мангышлакский нефтегазовый комплекс занимал ведущее место по добыче нефти Республики Казахстан до открытия крупных подсолевых месторождений прикаспийского бассейна. В пределах данного бассейна выделяется несколько основных ступеней и прогибов, основной из которых является Жетыбай-Озенская ступень, где на глубинах до 2.5 тыс. м. разведано более половины в регионе скоплений нефти и газа промышленного значения и обнаружены крупные месторождения с геологическими запасами в юрских отложениях более 40 млн тонн Узень, Жетибай (348.3 млн т), Карамандыбас (95.5 млн т), Асар (44.4 млн т).

Но эти месторождения уже характеризуются значительной степенью выработанности запасов УВ, в связи с чем наиболее актуальной задачей для недропользователей является восполнение ресурсной базы и обнаружение новых залежей УВ [1-12].

В разрезе осадочного чехла выявлено 5 нефтегазоносных комплексов (палеозойский, триасовый, юрский, меловой и палеогеновый), среди которых юрский терригенный комплекс занимает первое место по запасам (90% всех запасов).

E-mail: y.seitkhaziyev@kmge.kz

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220400786

В этой работе представлены результаты биомаркерного анализа 183 сырой проб нефти, отобранных из 19 нефтегазовых месторождений, выделенных на карте Южно-Мангышлакского бассейна (рис. 1) с целью характеристики нефтематеринской породы и генетической типизации нефти. Кроме того, анализ материнских пород 93 образцов керна был изучен методом пиролиза Rock-Eval и на основе распределения биомаркеров проведены корреляционные исследования «нефть-материнская порода» для выявления генетических связей между нефтью и потенциальной НМП отобранных из керна в пределах месторождений [13-18]. Новизна этих исследований заключается в том, что аналогичное исследование комплексно проводилось впервые для данного региона, так как ранее проведенные исследований [19] в основном основывались на биомаркерных анализах нефти, проведенных в США и ограничивались изучением нескольких проб нефти. Однако, относительно низкий охват месторождений геохимическими анализами нефти, а именно отсутствие данных по месторождениям как Пионерское, Тенге, Тенге Западное, Аксаз, Есен и другие, не отмеченным на карте (рис. 1) не позволяет распространить отмеченные выводы о типах УВ на всю территорию Южно-Мангишлакского бассейна. Однако рассмотренный материал в данной статье может изменить или подтвердить ранее высказанные выводы других

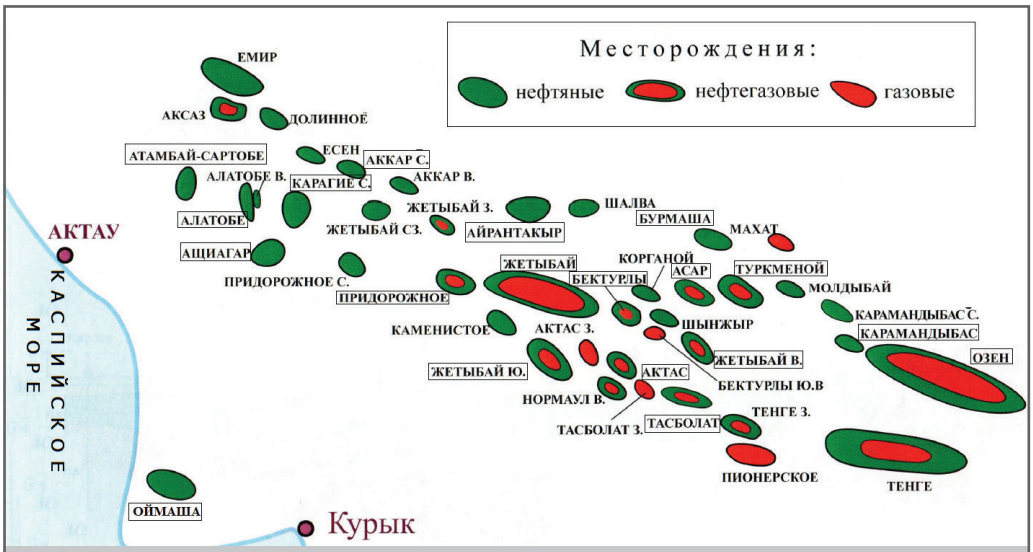


Рис. 1. Карта расположения исследованных месторождений и структур

ученых, которые также внесли свой вклад по изучению данного осадочного бассейна.

Работа выполнена в лаборатории геохимических исследований нефти, воды и породы Атырауского филиала «КМГ Инжиниринг» на специальном программном обеспечении Malcom (Schlumberger, Франция) и PIGI (IGI, Англия).

2.2. Применяемые методы и результаты

Исследованные 183 образца нефти были получены из различных зон накопления УВ с широким стратиграфическим диапазоном от палеозойских до меловых отложений. Также нужно отметить, что пробы нефти Актас, Тасболат и Туркменой, на которые проводился биомаркерный анализ на хромато-масс-спектрометре в режиме SIM, были отобраны в 2022 году, в то время как остальные пробы изучались в режиме MRM в 2016 году в лаборатории геохимических исследований нефти, воды и породы Атырауского филиала «КМГ Инжиниринг» на оборудованиях Agilent 7890B со следующими условиями (табл. 1) согласно методикам МВИ №4-01-2020 и МВИ №4-02-2020:

Площади пиков на хроматограммах и масс-фрамментограммах рассчитывались с использованием программного обеспечения Malcom(Schlumberger) и интерпретированы на ПО PIGI (IGI, Великобритания).

Для исследования нефтематеринских свойств и катагенетической зрелости органического вещества осадочных пород пиролитический анализ проводился на установке «Rock-Eval 6» (VINCI Technologies) в режиме Bulk Rock. Температурная программа примененного метода отражена в таблице 2.

Результаты биомаркерного анализа представлены в другой работе [20, 21], в то время как результаты полученных данных пиролиза на Рок-Эваль представлены в таблице 3.

3. Обсуждение

Данная часть работы разделена на 2 части:

Во первой части представлены результаты газовой хроматографии и биомаркерного анализа проб нефти, проведенные на приборах HRGC, GCMS-SIM и GCMSMS-MRM.

Во второй части были представлены результаты пиролиза Rock-Eval, проведенного на 93 образцах керна, взятых из 12 месторождений, для определения потенциала генерации углеводородов, зрелости, типа керогена и насыщенности водородом (HI) с использованием пиролизной установки Rock-Eval.

Таблица 1

Условия проведения анализа на хроматографическом и масс-спектрометрическом оборудовании

Оборудование	Колонка (размеры)	Газ-носитель	Время анализа (мин)
газовый хроматограф с пламенно-ионизационным детекторам (ПИД)	HP-5 (0-35 °C) 30 m × 320 μm × 0.25 μm	Гелий: 30 мл/мин Смесь (азот): 5 мл/мин	106.25
газовый хроматограф с масс-детектором (ГХ-МС)	DB-1(0-350C) 60 m × 250 μm × 0.25 μm	Гелий: 2 мл/мин	123.5

Таблица 2

Профиль температуры для цикла «Bulk Rock»

Стадия	Начальная температура, °C	Конечная температура, °C	Скорость нагрева, °C/мин	Выдержка при начальной температуре, мин	Выдержка при конечной температуре, мин
Пиролиз	300	650	25	3	0
Окисление	300	850	20	1	5

Таблица 3

Результаты исследований пиролиза на Рок-Эвал

Месторождение	Скважина	Горизонты	Глубина	S_1	S_2	PI	T_{max}	S_3	RC	TOC	HI	OI	MINC
Жетыбай	2900	Ю-5	1912	0.17	1	0.14	438	0.26	0.98	1.09	92	24	0.16
Асар	27	Ю	2450	0.27	4.2	0.06	442	0.31	2.72	3.12	135	10	0.16
Асар	95	Ю	1950	0.34	2.91	0.1	436	0.27	2.8	3.11	94	9	0.14
Придорожное	9	T3K+n	3676	0.16	0.97	0.14	459	0.19	0.61	0.71	137	27	0.08
Жетыбай	2900	Ю-6	1986	9.24	7.69	0.55	429	0.14	0.26	1.68	458	8	0.05
Жетыбай	2900	Ю-5	1914	0.11	0.68	0.13	434	0.13	0.5	0.57	119	23	0.06
Жетыбай	2900	Ю-6	1967	0.23	0.77	0.23	429	0.26	0.97	1.08	71	24	0.13
Жетыбай	2900	Ю-3	1937	0.13	0.88	0.13	434	0.24	0.77	0.87	101	28	0.12
Айрантакыр	4	Ю	2413	0.3	1.33	0.19	435	0.58	0.94	1.11	120	52	0.17
Асар	95	Ю	1753	0.33	3.19	0.09	428	0.6	4.45	4.84	66	12	0.18
Асар	95	Ю	1753	0.22	2.38	0.09	435	0.4	3.99	4.32	55	9	0.14
Придорожное	12	Ю	3530	0.46	5.37	0.08	434	0.69	4.84	5.42	99	13	0.25
Придорожное	12	Ю	3719	5.03	5.17	0.49	420	0.08	0.25	1.12	462	7	0.16
Придорожное	12	Ю	3970	0.34	1.78	0.16	477	0.05	1.52	1.7	105	3	0.12
Придорожное	12	Ю	3593	0.13	0.98	0.11	439	0.05	0.89	1	98	5	0.12
Айрантакыр	4	Ю-11	2444	0.12	1.44	0.08	442	0.31	1.32	1.47	98	21	0.24
Асар	95	Ю	1597	0.12	0.78	0.13	436	0.54	0.75	0.87	90	62	0.23
Асар	95	Ю	1745	3.99	143.42	0.03	423	12.71	45.04	58.19	246	22	1.64
Асар	95	Ю	1957	1.31	18.23	0.07	436	0.98	13.59	15.38	119	6	0.35
Жетыбай	2989	Ю	2400	4.52	47.36	0.09	432	1.35	18.36	22.94	206	6	0.9
Жетыбай	2900	Ю-3	1828	0.14	1.03	0.12	434	0.67	0.97	1.1	94	61	0.26
Жетыбай	2900	Ю-5	1865	0.19	0.9	0.17	435	0.3	0.82	0.97	93	31	0.13
Жетыбай	2900	Ю-7	2079	4.71	4.63	0.5	420	0.12	0.22	1.03	450	12	0.2
Узень	4781	Ю	1445	0.51	61.32	0.01	424	6.71	49.75	55.94	110	12	1.13
Узень	4781	Ю	1696	0.12	0.5	0.19	446	0.07	0.57	0.63	79	11	0.1
Узень	4781	Ю	1074	0.54	3.46	0.13	415	0.84	3.57	4.02	86	21	0.16
Узень	4781	Ю	1075	0.87	5.99	0.13	426	0.79	3.26	3.93	152	20	0.14
Узень	4781	Ю	1075	0.35	2.39	0.13	429	0.41	1.99	2.28	105	18	0.08
Карамандыбас	397	Ю	1330	0.46	3.5	0.12	441	0.08	2.24	2.59	135	3	0.09
Карамандыбас	397	Ю	1544	10.43	77.97	0.12	428	7.99	64.13	72.68	107	11	2.04
Карамандыбас	397	Ю	1544	4.25	17.72	0.19	429	0.85	12.13	14.23	125	6	0.38
Сев. Карагие	27	T3	3781	1.06	2.44	0.3	453	0.11	0.63	0.93	262	12	7.13
Сев. Карагие	27	T3	3732	3.42	3.11	0.52	429	0.06	0.46	1.01	308	6	2.25
Северный Аккар	15	Ю	2943	0.59	9.33	0.06	438	0.31	4.41	5.28	177	6	0.46
Северный Аккар	15	Ю	2787	0.23	2.54	0.08	443	0.15	1.87	2.12	120	7	0.32
Северный Аккар	15	Ю	2909	0.63	12.94	0.05	447	0.16	0.74	1.88	688	9	9.23
Северный Аккар	15	Ю	2881	1.58	42.34	0.04	449	0.15	1.9	5.57	760	3	4.52
Ащиагар	4	Pz	4051	0.06	0.23	0.2	418	0.1	1.13	1.16	20	9	0.52
Ащиагар	4	Pz	4051	0.08	0.32	0.2	442	0.09	0.98	1.02	31	9	0.62
Ащиагар	5	T2	3847	1.72	1.59	0.52	408	0.19	0.35	0.65	245	29	2.73
Ащиагар	5	T3	3719	0.56	1.66	0.25	469	0.13	0.36	0.56	296	23	0.1
Атамбай-Сартюбе	2	T2	3984	0.08	0.61	0.12	443	0.23	0.48	0.55	111	42	0.08
Атамбай-Сартюбе	5	T2	4005	0.07	0.3	0.19	337	0.37	2.6	2.64	11	14	4.07
Атамбай	40	T2	3797	0.54	1.54	0.26	460	0.14	0.5	0.69	223	20	6.2
Атамбай-Сартюбе	5	T2	4005	0.08	0.38	0.17	523	0.14	1	1.04	37	13	0.26
Атамбай-Сартюбе	5	T2	4020	0.64	1.24	0.34	303	0.15	0.35	0.51	243	29	5.56
Атамбай-Сартюбе	8	Pz	4160	0.15	1.25	0.11	435	1.03	0.96	1.12	112	92	0.26
Атамбай	40	T2	3806	2.42	2.36	0.51	458	0.16	0.9	1.32	179	12	8.51
Оймаша	68	Pz	3719	3.26	3.49	0.48	429	0.28	0.24	0.82	426	34	9.41
Оймаша	68	Pz	3735	0.18	1.09	0.14	441	0.19	0.34	0.46	237	41	0.29
Оймаша	68	Pz	3735	0.18	1.88	0.09	446	0.54	1.57	1.77	106	31	0.42
Оймаша	18	T3	3190	0.08	0.52	0.13	434	2.04	0.39	0.86	60	237	2.75
Оймаша	17	T2	3582	0.77	2.12	0.27	349	0.13	1.21	1.46	145	9	0.1
Оймаша	68	Pz	3800	0.09	0.77	0.11	435	0.58	0.75	0.85	91	68	0.18
Оймаша	17	Pz	3984	0.46	13.55	0.03	449	0.38	6.55	7.78	174	5	0.22
Оймаша	12	Pz	3180	0.05	0.27	0.16	573	0.09	0.71	0.75	36	12	8.72

Примечание:

- S_1 – Свободные УВ, термодесорбирующиеся при 300 °C (мг УВ/г породы)
- S_2 – Генерационный потенциал породы (мг УВ/г породы)
- PI – Коэффициент продуктивности ($S_1/(S_1+S_2)$)
- T_{max} – Температура максимума пика (S_2 °C)
- S_3 – CO_2 из органического источника (мг CO_2/г породы)
- TOC – Общий органический углерод (% вес)
- HI – Водородный индекс (мг УВ/г TOC), (S_2*100/TOC)
- OI – Кислородный индекс мг CO_2/г TOC S_3*100/TOC
- MinC – Минеральный углерод (% вес)
- R_0 – значение измерения отражательной способности витринита (%)

3.1. Газохроматографическое и хромато-масс-спектрометрическое (биомаркерное) исследование

По хроматограммам можно судить, что все изученные нефти небиодеградированные и годны для биомаркерного анализа. Высокая концентрация высокомолекулярных н-алканов до С40 в исследованных образцах свидетельствует о высоком содержании парафиновых углеводородов [21-23]. По распределению н-алканов и изопреноидов на хроматограммах можно условно разделить исследованные образцы нефти на 3 группы:

а) одномодальное распределение н-алканов. Под эту группу попадают нефти, на хроматограмме которых имеются углеводородные компоненты с одномодальным распределением н-алканов, а концентрация более тяжелых компонентов снижается вправо. Такое распределение характерно для нефтей, образовавшихся из пород морского органического вещества. Аналогичный характер распределения н-алканов и изопреноидов прослеживается по большинству исследованных образцов нефти из нижних горизонтов месторождений Придорожное, Асар, Жетибай и всех месторождений (Оймаша, Алатюбе) (рис. 2).

б) бимодальное распределение н-алканов. Такие хроматограммы прослеживаются практически во всех исследованных пробах верхних и промежуточных горизонтов исследованных месторождений Узень-Жетибайской ступени на примере Асар № 270 (рис. 2).

в) испарительное фракционирование. На их хроматограммах отмечается повышенная концентрация легких УВ, что указывает на наличие «испарительного фракционирования» (англ. «evaporative fractionation»): легкая фракция нефти (1-фаза) мигрировала из нижних в верхние пласты и при относительно низкой пластовой температуре превращается в жидкую фазу и смешивается с нефтью (2-фаза) после осаждения [22-24]. Такие двухфазные хроматограммы встречаются в нефтях месторождений Тасболат и Актас (рис. 2).

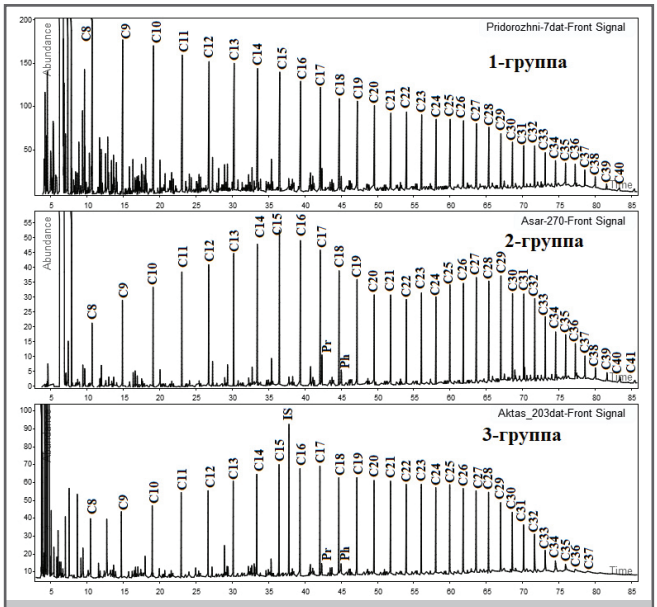


Рис. 2. Хроматограммы разных групп представительных нефтей

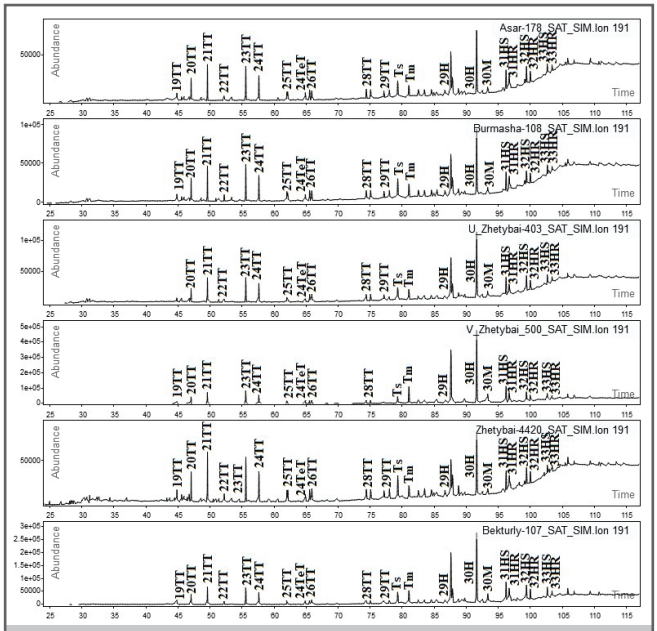


Рис. 3. Масс-фрагментограмма терпанов

Биомаркерный анализ нефти

Биомаркерный анализ нефти проводился в целях характеристики нефтематеринских пород в плане условий осадконакопления, литологии НМП и термической зрелости породы.

Литология НМП. Низкие C_{29} гопан/C_{30} гопан, низкие C_{24} тетрациклические терпаны (C_{24}tet/26TT) и низкие C_{35} гомогопаны в нефтях всех исследованных месторождений указывают на глинистость их НМП (рис. 3) [25].

Осадконакопление ОВ. В этой работе построился график зависимости соотношений пристана к фитану от соотношения C_{29} стеран/C_{30} гопан, чтобы определить в какой (морской, озерной или терригенной) среде осаждалось ОВ исследуемых нефтей [26].

Согласно данному графику (рис. 4), большинство нефти верхних горизонтов месторождений Асар (3а, 4а, 9в), Тасболат (Ю-1, Ю-2) Восточный Жетибай(Ю-1), Туркменой (Ю-1, Ю-3) Южный Жетибай (Ю-5) находятся в зоне озерного происхождения, но по мере возрастания глубины залегания залежей этих месторождений увеличивается вклад морского ОВ. Нижние горизонты имеют морской источник нефти, которая смешивалась с верхней нефтью озерного источника по мере миграции вверх. В графике четко прослеживается закономерное изменение вклада озерного происхождения к морскому в сторону нижних залежей.

Нужно отметить, что нефти нижнего пласта (Ю-11) месторождения Актас (№203, 20) имеют ОВ морского происхождения, в то время как нефти его верхних горизонтов (2А) имеют озерное происхождение. Данное наблюдение однозначно доказывает их генетическую разность. Также было отмечено, что нефти из самых нижних горизонтов (Ю-23, Ю-24) месторождений Узень и Карамандыбаса и нефти месторождений Оймаша, Аккар, Алатюбе, Карагие лежат в регионе типичной морской нефти.

Термическая зрелость. Для оценки термической зрелости проб нефти были построены графики зависимости терпанов C_{27}(Ts,Tm) и C_{29}(29Ts, 29Tm) и ароматических компонентов.

График зависимости терпанов Ts/Tm от 29Ts/Tm (рис. 5) показал, что большинство нефтей нижних горизонтов Узень (Ю-23, Ю-24), Жетыбая (Ю-10-11), Карамандыбас (Ю-22-24) и Тасболат (Ю-10) имеют относительно более высокую термическую зрелость, чем в верхних продук-

тивных пластах этих месторождений. Данное наблюдение можно объяснить тем, что более старые и термически более зрелые образцы нефти морского происхождения смешиваются с относительно менее зрелыми нефтями озерного происхождения по мере восходящей миграции.

Катагенические параметры ароматических углеводородов такие как индекс метилфенантрена (MPI-1) и индекс метилдибензотиофена 4/1MDBT являются более надежными чем терпаны и стераны и их значения возрастают с увеличением термической зрелости [27-29]. В связи с этим в этой работе построился график их зависимости, согласно которому, пермо-триасовые нефти Оймаша (№20, 25 и 16) обладают наиболее высокой термической зрелостью среди исследованных нефтей, хотя остальные пробы сливаются друг с другом,

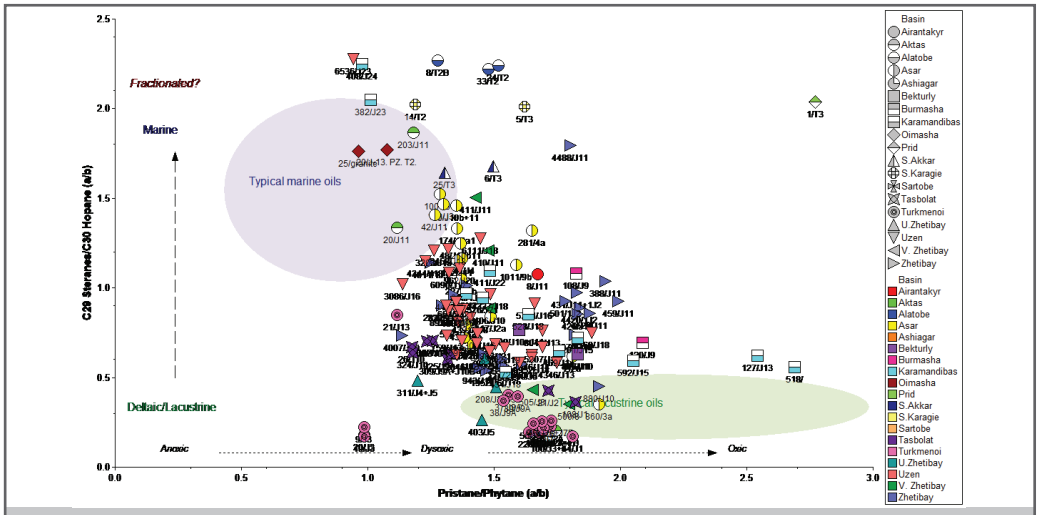


Рис. 4. График зависимости пристан/фитан (Pr/Ph) к стерану C_{29}/гопану C_{30}

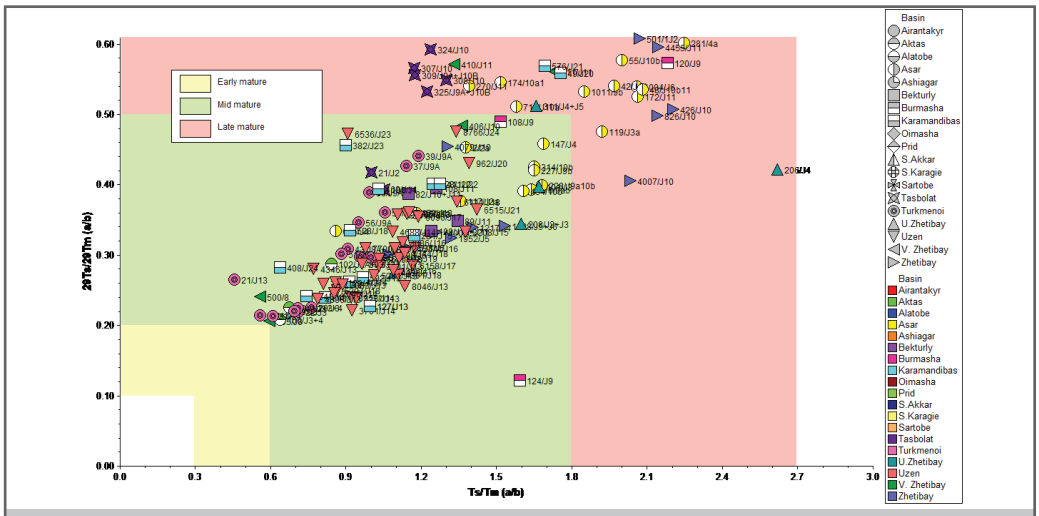


Рис. 5. График зависимости Ts/Tm vs 29Ts/29Tm для исследованных нефтей

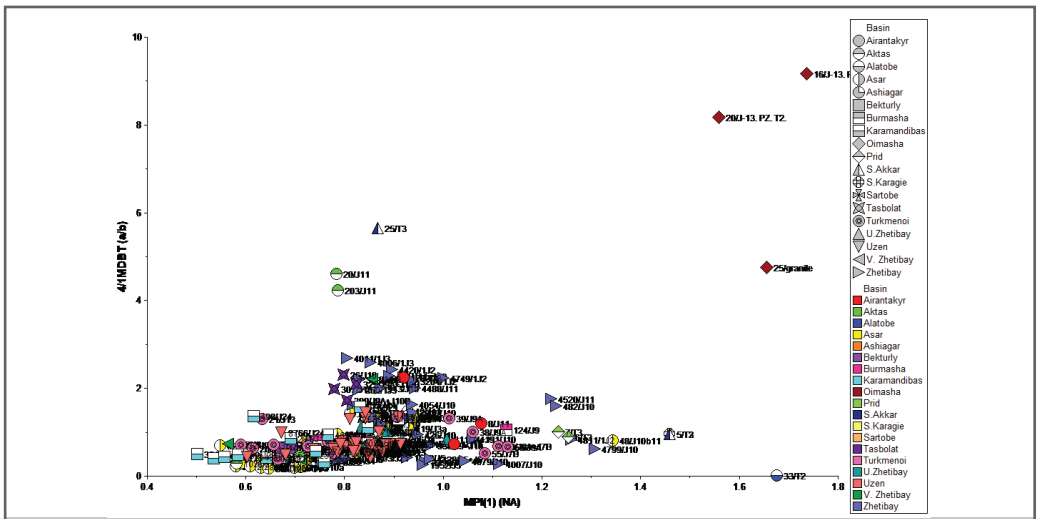


Рис. 6. График зависимости метилфенантренового индекса (MPI-1) от индекса метилдибензотифена 4/1 для исследованных образцов

что затрудняет дифференцировать нефти (рис. 6).

Наиболее незрелые образцы Жетыбай-Узеньской ступени, вероятно, сгенерировались из НМП озерного происхождения, которые не были погружены глубоко, чтобы пребывать в состоянии достаточной зрелости. Пробы Узень из самых глубинных горизонтов (Ю-23 и Ю-24) подверглись более сильному тепловому потоку, чем остальные нефти данного месторождения, и термическая зрелость значительно снижается с уменьшением глубины, что указывает на то, что нижележащие более зрелые нефти были смешаны с верхними менее зрелыми нефтями по мере миграции вверх. Это также объясняет, почему промежуточные 14-20 горизонты демонстрируют морские и озерные характеристики НМП (рис. 6).

3.2 Пиролиз Рок-Эвал

На 93 образца керна из 12 месторождений Южно-Мангишлакского бассейна был выполнен пиролиз на пиролизаторе Rock-Eval 6 в режиме Bulk rock с целью характеристики потенциальных материнских пород в плане оценки генеративного потенциала, типа керогена, термической зрелости изучаемых пород. Так как правильная интерпретация зависит от количества органического вещества (TOC) в исследуемой породе, 36 образцов, обладающие очень низкими значениями TOC (<0.5) и S_2 (<0.20) по результатам пиролиза [28], отбраковались и были применены результаты только 57 образцов керна для правильной интерпретации данных пиролиза.

В таблице 4 представлены представительные 12 образцов из каждого месторождения, на которые проводился пиролиз на Rock-Eval 6. Как видно из таблицы 4, образцы керна были отобраны из разных интервалов, охватывающих стратиграфические диапазоны от палеозоя до юры и с разной литологией (глины и угольные прослойки). Нужно отметить, что все пробы были изучены в 2016 году на базе Атырауского филиала «КМГ Инжиниринг». На рисунках под знаком (например, T2/4095) представлены название возраста отложений (T2-триас) и интервалы отбора проб (4095 м).

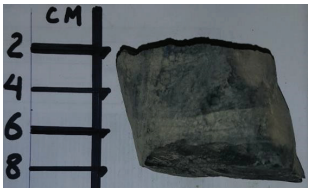
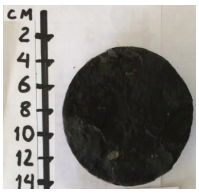
Генеративный потенциал

Для оценки генеративного потенциала исследованных образцов был построен график зависимости общего органического углерода (далее-TOC) от количества генерируемых углеводородов, выделяемых во время термического пиролиза (S_2) [22, 23].

Как видно из рисунка 7, значения этих двух параметров для изучаемых образцов дают возможный генеративный потенциал от скудного до отличного. Как видно по графику, отличными генерационными потенциалами могут обладать образцы керна из юрских интервалов месторождений Асар скв. №95 (1745 м), Карамандыбас скв. №397 (1544 м), Жетибай скв. №2989 (2400 м), С. Аккар скв. №15 (2881, 2943 м) и палеозойский образец Оймаша №17 (3984 м). Относительно высокие значения TOC для образцов Асар-95 (1957 м и 1745 м) могут быть объяснены высокими значениями остаточного углерода (RC), который обладает низким генеративным потенциалом. Очень скудный потенциал (TOC<1, S_2<1) показывало большинство образцов месторождения Придорожное скважины №12 (4005-4095 м), Жетыбая-2900, в то время как остальные исследованные пробы находятся в зоне от среднего до очень хорошего генерационного потенциала (рис. 7).

Таблица 4

Представительные образцы керна, на которые выполнен пиролиз Rock-Eval в режиме Bulk Rock

			
Асар, скв. №95, инт. 1745-1753 м, уголь, юра (Ю)	Ащиагар, скв. №4, инт. 4043-4051 м, уголь с включениями, палеозой (Pz)	Алатюбе скв. № 40, инт. 3710-3711 м, триас (T3)	Айрантакыр, скв. №4, инт. 2412-2413
Аккар скв. №15, 2880-2881 м, аргиллит, Битум, юра (Ю)	Атамбай №2, инт: 3970-3984 м, песчанник с прослойками глины, триас (T3)	Карамандыбас, скв. №397, инт. 1543-1544 м, уголь, юра (Ю)	Оймаша, скважина №18, инт. 3523-3530 м
			
Узень, скв. №4781, 1074-1075 м, глина с угольными прослойками, юра(Ю)	Придорожное, скв. №9, инт. 3776-3789 м, переслаивание песчаника и глины	Жетибай, скв. № 2900, инт. 1911-1912 м, глина с содержанием органики, Ю-5	Карагия Северный, скв. 27, инт. 3780-3781, глина с углем

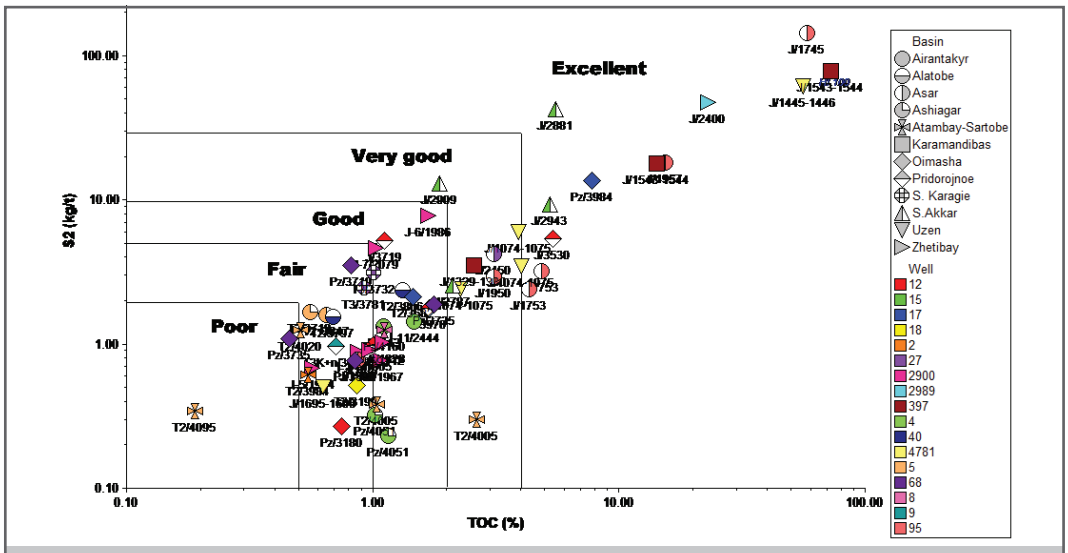


Рис. 7. График зависимости ТОС от углеводородного потенциала

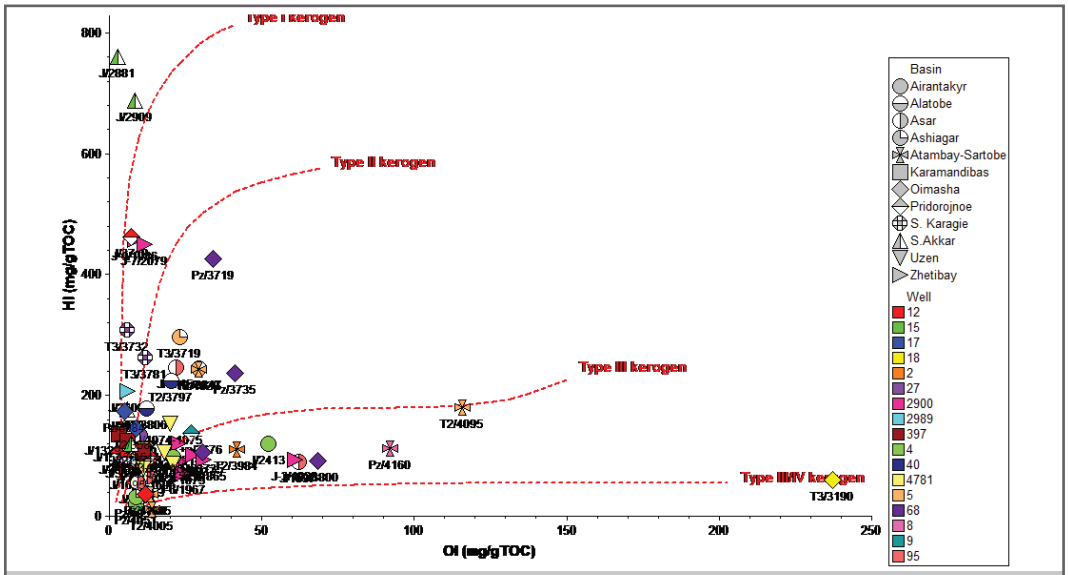


Рис. 8. Диаграмма Ван Кравлена (зависимость Водородного индекса от Кислородного индекса)

Тип керогена

Для определения типа керогена исследованных образцов был построен график Ван-Кравлена, согласно которому, юрские глинистые образцы С. Аккар №15 (2881-2909 м) близко находятся в зоне типа керогена I, а данные Придорожное-12 и 9 соответствуют типу III органического вещества. Низкие значения HI в керне Ащиагар № 4 (4051 м), Узень №4781 (1074-1695 м), Карамандыбас №397 (1329-1544 м) указывают на низкую концентрацию ОВ.

Высокое значение индекса кислорода (OI) в образцах Придорожное №12 (интервал 4138 м) вызвано тем, что в них имеется относительно высокое значение минерального углерода (11.74% MinC), что указывает на повышенную карбонатность породы. Здесь также данные находятся в поле эволюции органического вещества смешанного типа II, а данные по другим скважинам (Придорожное №12 и №9, Жетибай №2900) на диаграмме соответствуют типу III ОВ (рис. 8).

Высокое значение индекса кислорода (>50) в пробах Сартобе №2 и Северное Карагие № 27 свидетельствует об их термической незрелости. Данные Алатобе-40, Сартобе-5, и 8 находятся в поле эволюции органического вещества смешанного типа II/III. Породы скважин Оймаша также содержат типы керогена II/III, но любопытен также образец Оймаша-18 (интервал 3180 м), который содержит инертный кероген, то есть, не продуцирующий УВ.

Термическая зрелость

Для оценки термической зрелости исследованных образцов был построен график зависимости температуры максимальной генерации УВ (T_{max}) и индекса продуктивности (Production Index – PI), согласно которому, несколько образцов находятся в зоне нефтяного окна.

Несколько образцов месторождений Придорожное №12 (интервал 3719 м), Жетыбай № 2900 (1986м), Сартюбе №5(4005 м) и Оймаша №17 (3719 и 3582 м) попадают в зону инородных УВ, что, вероятно, означает, что эти углеводороды были привнесены в породу из другого источника (рис. 9). Высокие значения Tmax приурочены к наиболее глубоким образцам скважин Оймаша (3180 м), Атамбай-Сартюбе (4005 м).

Также нужно отметить, что некоторые образцы (Жетибай №2900, интервал 1826 м.) юрских отложений

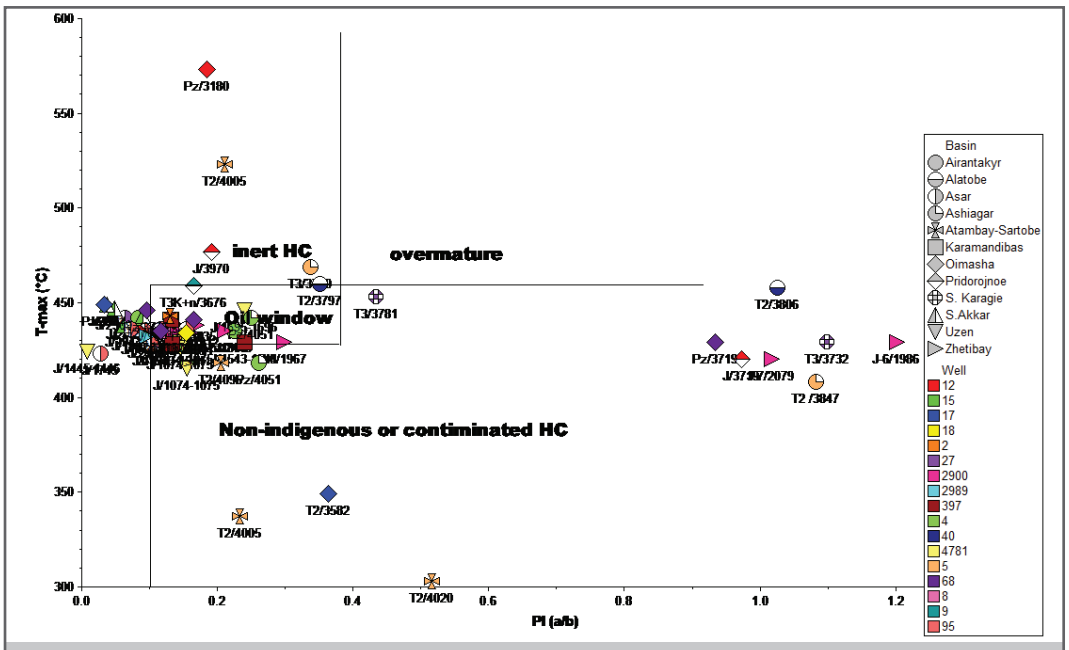


Рис. 9. График зависимости T_{max} от Индекса продуктивности

достигли нефтяного окна, хотя более погруженные части являются не зрелыми (рис. 9).

Биомаркерный анализ нефтей и экстрактов нефтематеринских пород месторождений Придорожное и Асар показал, что у них имеется несколько разных пиков стерана и диастерана, что может быть связано с чрезвычайно высокой термической зрелостью или, вероятно, нефти в экстрактах коллекторов и нефтематеринских пород образовались из разных частей гетерогенных нефтематеринских пород [28].

Выводы

В этой работе представлены результаты газохроматографического и масс-спектрометрического (биомаркерного) анализов 183 проб нефти, отобранных из 19 нефтегазовых месторождений (Узень, Карамандыбас, Жетыбай, Жетыбай Восточный, Жетыбай Южный, Бектурлы, Придорожное, Асар, Бурмаш, Айрантакыр, Атамбай-Сарытобе, Алатюбе, Ашиагар, Северная Карагия, Оймаша, Туркменой и Актас) Южно-Мангишлакского бассейна и данные пиролиза Рок-Эваль, проведенного на 93 образцах керна из 12 месторождений данного бассейна.

Интерпретация результатов геохимических исследований нефти показали, что изученные нефти образовались из глинистых ОВ, образовавшихся в разной среде осадконакопления и изученные месторождения Южно-Мангишлакского бассейна можно условно разделить на 3 группы: Первую группу образуют нефти месторождения Оймаша, Ащиагар, Атамбай-Сартобе, Алатюбе, Карагие Северное и Аккар Северный, которые имеют ОВ морского происхождения, в то время как под вторую группу попадают нефти месторождений Придорожное, Айрантакыр, Бурмаша и Бектурлы, которые имеют ОВ озерного происхождения. К третьей группе относятся нефти оставшихся месторождений, в пределах каждого из которых имеются как минимум два источника: нефти нижних залежей образовались глинистими ОВ морского происхождения, а ОВ нефти верхних горизонтов осаждалось в озерной среде. То есть, в их биомаркерах четко прослеживается закономерное изменение перехода нефти озерного происхождения к морскому ОВ по мере возрастания глубины залегания залежей и в пределах месторождений этой группы более термически зрелые нефти морского источника (23-24 горизонты Узень и Карамандыбас, объекты Ю-10 и Ю-11 месторождений Асар, Жетибай, Жетибай Восточный) смешивались с низкой термической зрелостью верхнего озерного источника (13-16 горизонты в пределах Узень и Карамандыбас, объекты Ю-3а, Ю4а на месторождении Асар и т.д.) по мере миграции вверх.

В целях характеристики нефтепроизводящих толщ, где образовались исследованные нефти, был выполнен пиролиз Рок-Эваль на разновозрастные образцы керна, по результатам которого было выявлено, что в действительности резервуары месторождений Асар, Жетибай, Карамандыбас, Узень и Аккар можно считать синклинальными, то есть одновременно служат и коллектором и нефтематеринской породой, что объясняет разные биомаркеры.

Относительно низкий охват месторождений геохимическими анализами, а именно отсутствие данных по месторождениям Пионерское, Тенге, Западное Тенге и т.д не позволяет распространить отмеченные выводы о типах УВ на всю территорию Южно-Мангишлакского бассейна и по мере накопления нового материала по результатам геохимических исследований, планируемых нами в 2023-24 годах, будут внесены соответствующие корректировки и уточнения, детализирующие типы УВ. В связи с этим, в будущем рекомендуется провести аналогичные исследования по корреляции «нефть-керн», применяя больше проб с охватом всех возрастных отложений и частей данного бассейна, чтобы поставить точку в вопросе о генетической типизации и источниках УВ в пределах бассейна.

Литература

1. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Vishnyakov, V. (2022). Nanocolloids for petroleum engineering: Fundamentals and practices. *John Wiley & Sons*.

2. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A. (2021). Innovative technologies as a priority factor of the oil and gas industry development. *ANAS Transactions. Earth Sciences*, 2, 81-93.

3. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.

4. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(01), 2150038.

5. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

6. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F. (2019). Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, 1, 19-29.

7. Veliyev, E. F. (2021). Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.

8. Suleimanov, B. A. (1995). Filtration of disperse systems in a nonhomogeneous porous medium. *Colloid Journal*, 57(5), 704-707.

9. Suleimanov, B. A. (1996). Experimental study of the formation of fractal structures in displacement of immiscible fluids using a Hele-Shaw cell. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 69(2), 182-187.

10. Suleimanov, B. A. (1996). Effect of a surface-active substance on nonequilibrium phenomena in filtration of gas-liquid systems in the subcritical region. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 69(4), 427-431.

11. Suleimanov, B. A. (1997). Slip effect during filtration of gassed liquid. *Colloid Journal*, 59(6), 749-753.

12. Suleimanov, B. A. (1999). The slip effect during filtration of gassed non-Newtonian liquids. *Colloid Journal*, 61(6), 786-790.

13. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Ibrahimov, K. M., Guseinova, N. I. (2017). Field testing results of enhanced oil recovery technologies using thermoactive polymer compositions. *SOCAR Proceedings*, 3, 17-31.

14. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I., Veliyev, E. F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. SPE-187784-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.

15. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Aliyev, A. A. (2020). Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107411.

16. Исмаилов, Р. Г., Велиев, Э. Ф. (2021). Эмульсирующий состав для повышения коэффициента нефтеизвлечения вязких нефтей. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 5, 22-28.

17. Suleimanov, B. A., Rzayeva, S. J., Akberova, A. F., Akhmedova, U. T. (2022). Self-foamed biosystem for deep reservoir conformance control. *Petroleum Science and Technology*, 40(20), 2450-2467.

18. Suleimanov, B. A.,Veliyev, E. F., Aliyev, A.A. (2021). Impact of nanoparticle structure on the effectiveness of pickering emulsions for eor applications. *ANAS Transactions. Earth Sciences*, 1, pp. 82-92.

19. Воцалевский, Э. С., Шлыгин, Д. А. (2003). Нефтегазовые системы Южного Мангистау и прилегающей аквотариальной части казахстанского Среднего Каспия. *Известия НАН РК. Серия геологическая*, 3-14.

20. Сейтхазиев, Е. Ш. (2016). Отчет по геохимическим исследованиям нефти и керна месторождений АО «Мангистаумунайгаз». *ТОО «Каспиймунайгаз»*.

21. Seitkhaziyev, Y. Sh., Sarsenbekov, N. D., Uteyev, R. N. (2022, November). Geochemical atlas of oils and source rocks and oil-source rock correlations: a case study of oil and gas fields in the Mangyshlak basin (Kazakhstan). SPE-212078-MS. In: *SPE Annual Caspian Technical Conference. Society of Petroleum Engineers*.

22. Peters, K. C., Walters, C. C. (2005). Moldowan the biomarker guide. Volume 2. Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history. *Cambridge, New York, Melborne: Cambridge University Press*.

23. Peters, K. E., Fowler, M. G. (2002). Applications of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management. review. *Organic Geochemistry*, 33, 5-36.

24. Ganz, H., Hempton, M., van der Veen, F., Kreulen, R. (1999) Integrated reservoir geochemistry: finding oil by reconstructing migration pathways and paleo oil-water condition. SPE 56896. *Society of Petroleum Engineers*.

25. Seitkhaziyev, Y. Sh, Uteyev, R. N, Sarsenbekov, N. D. Tassemenov, Y. R. (2020). Integrating biomarker analysis with carbon stable isotope signatures for genetic classification and tracing possible migration pathways of hydrocarbon of Pre-Caspian Basin. SPE-202514-MS. In: *SPE Annual Caspian Technical Conference. Society of Petroleum Engineers*.

26. Seitkhaziyev, Y. Sh., Uteyev, R. N., Sarsenbekov, N. D. (2021, October). Application of biomarkers and oil fingerprinting for genetic classification of oil and prediction of petroleum migration pathways of Aryskum downfold of South-Torgay depression. SPE-207037-MS. In: *SPE Annual Caspian Technical Conference. Society of Petroleum Engineers*.

27. Сейтхазиев, Е. Ш. (2019). Генетическая типизация нефти карбонатного происхождения на месторождениях южной части прикаспийской впадины. *SOCAR Proceedings*, 3, 40-60.

28. Сейтхазиев, Е. Ш. (2020). Комплексное геохимическое изучение образцов шлама и керна надсолевых отложений южной части прикаспийской впадины и корреляция «нефть-нефтематринская порода. *SOCAR Proceedings*, 2, 30-49.

29. Сейтхазиев, Е. Ш. (2021). Геохимические исследования газа нефтегазовых месторождений южной части прикаспийской впадины и их корреляция с результатами геохимии нефти. *SOCAR Proceedings*, 4, 43-51.

References

1. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Vishnyakov, V. (2022). Nanocolloids for petroleum engineering: Fundamentals and practices. *John Wiley & Sons*.

2. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A. (2021). Innovative technologies as a priority factor of the oil and gas industry development. *ANAS Transactions. Earth Sciences*, 2, 81-93.

3. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.

4. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(01), 2150038.

5. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

6. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F. (2019). Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, 1, 19-29.

7. Veliyev, E. F. (2021). Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.

8. Suleimanov, B. A. (1995). Filtration of disperse systems in a nonhomogeneous porous medium. *Colloid Journal*, 57(5), 704-707.

9. Suleimanov, B. A. (1996). Experimental study of the formation of fractal structures in displacement of immiscible fluids using a Hele-Shaw cell. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 69(2), 182-187.

10. Suleimanov, B. A. (1996). Effect of a surface-active substance on nonequilibrium phenomena in filtration of gas-liquid systems in the subcritical region. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 69(4), 427-431.

11. Suleimanov, B. A. (1997). Slip effect during filtration of gassed liquid. *Colloid Journal*, 59(6), 749-753.

12. Suleimanov, B. A. (1999). The slip effect during filtration of gassed non-Newtonian liquids. *Colloid Journal*, 61(6), 786-790.

13. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Ibrahimov, K. M., Guseinova, N. I. (2017). Field testing results of enhanced oil recovery technologies using thermoactive polymer compositions. *SOCAR Proceedings*, 3, 17-31.

14. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I., Veliyev, E. F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. SPE-187784-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.

15. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Aliyev, A. A. (2020). Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107411.

16. Ismailov, R. G., Veliyev, E. F. (2021). Emulsifying composition for increase of oil recovery efficiency of high viscous oils. *Azerbaijan Oil Industry*, 5, 22-28.

17. Suleimanov, B. A., Rzayeva, S. J., Akberova, A. F., Akhmedova, U. T. (2022). Self-foamed biosystem for deep reservoir conformance control. *Petroleum Science and Technology*, 40(20), 2450-2467.

18. Suleimanov, B. A.,Veliyev, E. F., Aliyev, A.A. (2021). Impact of nanoparticle structure on the effectiveness of pickering emulsions for eor applications. *ANAS Transactions. Earth Sciences*, 1, pp. 82-92

19. Votsalevskiy, E. S., Shlygin, D. A. (2003). Neftegazovyye sistemy Yuzhnogo Mangistau i prilegayushchey akvotarial'noy chasti kazakhstanskogo Srednego Kaspiya. *Izvestiya NAN RK. Seriya geologicheskaya*, 3-14.

20. Seitkhaziyev, Y. Sh. (2016). Otchet po geokhimicheskim issledovaniyam nefti i kerna mestorozhdeniy AO «Mangistaumunaygaz». *TOO «Kaspiymunaygaz».*

21. Seitkhaziyev, Y. Sh., Sarsenbekov, N. D., Uteyev, R. N. (2022, November). Geochemical atlas of oils and source rocks and oil-source rock correlations: a case study of oil and gas fields in the Mangyshlak basin (Kazakhstan). SPE-212078-MS. In: *SPE Annual Caspian Technical Conference. Society of Petroleum Engineers*.

22. Peters, K. C., Walters, C. C. (2005). Moldowan the biomarker guide. Volume 2. Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history. *Cambridge, New York, Melborne: Cambridge University Press*.

23. Peters, K. E., Fowler, M. G. (2002). Applications of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management. review. *Organic Geochemistry*, 33, 5-36.

24. Ganz, H., Hempton, M., van der Veen, F., Kreulen, R. (1999) Integrated reservoir geochemistry: finding oil by reconstructing migration pathways and paleo oil-water condition. SPE 56896. *Society of Petroleum Engineers*.

25. Seitkhaziyev, Y. Sh, Uteyev, R. N, Sarsenbekov, N. D. Tassemenov, Y. R. (2020). Integrating biomarker analysis with carbon stable isotope signatures for genetic classification and tracing possible migration pathways of hydrocarbon of Pre-Caspian Basin. SPE-202514-MS. In: *SPE Annual Caspian Technical Conference. Society of Petroleum Engineers*.

26. Seitkhaziyev, Y. Sh., Uteyev, R. N., Sarsenbekov, N. D. (2021, October). Application of biomarkers and oil fingerprinting for genetic classification of oil and prediction of petroleum migration pathways of Aryskum downfold of South-Torgay depression. SPE-207037-MS. In: *SPE Annual Caspian Technical Conference. Society of Petroleum Engineers*.

27. Seitkhaziyev, Y. Sh. (2019). Genetic classification of oil samples of carbonate origin from fields of the southern part of the Caspian Basin. *SOCAR Proceedings*, 3, 40-60.

28. Seitkhaziyev, Y. Sh. (2020). Comprehensive geochemical study of core and cutting samples from postsalt deposits of southern parts of precaspian basin and «oil-source rocks» correlation studies. *SOCAR Proceedings*, 2, 30-49.

29. Seitkhaziyev, Y. Sh. (2021). Geochemical studies of gases from oil and gas fields in the southern part of the Caspian basin and their correlation with the results of oil geochemistry. *SOCAR Proceedings*, 4, 43-51.

Геохимические исследования нефти и керна нефтегазовых месторождений Южно-Мангышлакского бассейна

Е. Ш. Сейтхазиев
Атырауский филиал «КМГ Инжиниринг», Атырау, Казахстан

Реферат

В этой статье представлены результаты биомаркерного анализа 183 образца нефти из 19 нефтегазовых месторождений и пиролиза Рок-Эваль, проведенного на 93 образцах керна из 12 месторождений Южно-Мангышлакского бассейна. По биомаркерам нефти изученных месторождений образовались из глинистых ОВ и их можно условно разделить на 3 группы: К первой группе можно отнести месторождения Оймаша, Ащиагар, Атамбай-Сартобе, Алатюбе, Карагие Северное и Аккар Северный, которые имеют ОВ морского происхождения, в то время как к второй группе относятся нефти месторождений Придорожное, Айрантакыр, Бурмаша и Бектурлы, которые имеют ОВ озерного происхождения. Под третью группу попадают нефти остальных месторождений, в пределах каждого из которых имеются как минимум два источника: нефти нижних горизонтов имеют ОВ морского происхождения, а ОВ нефти верхних горизонтов образовались в озерной среде. По результатам пиролиза Рок-Эваль резервуары некоторых месторождений можно считать синклинальными.

Ключевые слова: хроматография; биомаркеры; стераны; гопаны; пиролиз Рок-Эвал; Южно-Мангышлак.

Cənubi Manqışlaq hövzəsinin neft-qaz yataqlarının neft və kern nümunələrinin geokimyəvi tədqiqi

E. Ş. Seytxaziyev
«KMQ İnjinirinq» Atırau filialı, Atırau, Qazaxıstan

Xülasə

Məqalədə Cənubi Manqışlaq hövzəsində 19 neft-qaz yatağından götürülmüş 183 neft nümunəsinin biomarker analizinin və 12 yataqdan götürülmüş 93 kern nümunəsi üzərində aparılan Rock-Eval pirolizinin nəticələri təqdim edilmişdir. Biomarker analizinə əsasən tədqiq olunan yataqların neftləri gilli üzvi maddələrdən əmələ gəlmişdir və onları şərti olaraq 3 qrupa ayırmaq olar. Birinci qrupa dəniz mənşəli üzvi maddələrə malik Oymaş, Aşiaqar, Atambay-Sərtobe, Alatyube, Şimali Karaqiye və Şimali Akkar yataqları, ikinci qrupa isə göl mənşəli üzvi maddələrə malik Pridorojnoye, Ayrantakır, Burmaş və Bekturlı yataqlarının neftləri daxildir. Üçüncü qrupa digər yataqların neftləri daxildir, onların hər biri ən azı iki mənbəyə malikdir: aşağı horizontların neftlərinin üzvi maddələri dəniz mühitində, yuxarı horizontların neftlərinin üzvi maddələri isə göl mühitində formalaşmışdır. Rock-Eval pirolizinin nəticələrinə əsasən bəzi yataqların rezervuarları sinklinal hesab edilə bilər.

Açar sözlər: xromatoqrafiya; biomarkerlər; steranlar; qopanlar; Rock-Eval pirolizi; Cənubi Manqışlaq.