

УДК 550.4

О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ СКЛАДЧАТОГО ФУНДАМЕНТА АРЫСКУМСКОГО ПРОГИБА ЮЖНО-ТОРГАЙСКОГО БАССЕЙНА



С.М. ОЗДОВЕВ¹,
доктор геол.-мин. наук,
профессор, академик НАН РК



Р.К. МАДИШЕВА^{2*},
докторант PhD

Т.М. СЕЙЛХАНОВ³, кандидат химических наук, профессор кафедры «Химии и биотехнологии», руководитель лаборатории инженерного профиля ЯМР-спектроскопии

В.С. ПОРТНОВ², доктор технических наук, профессор кафедры «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»

В.И. ИСАЕВ⁴, доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры «Геофизика инженерной школы природных ресурсов»

¹Лаборатория геологии нефти и газа
Института геологических наук им. К.И. Сатпаева
Казахстан, 050010, г. Алматы, Кабанбай батыра, 69/94

²Карагандинский государственный технический университет
Казахстан, 100027, г. Караганда, пр. Н. Назарбаева, 56

³Кокшетауский государственный университет им. Ш. Уалиханова
Казахстан, 020000, г. Кокшетау, ул. Абая, 76

*Автор для переписки. E-mail: gimma_kz@mail.ru

⁴Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Российская Федерация, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30

Одним из обсуждаемых направлений в современной геологии является нефтегазоносный потенциал более глубоких горизонтов, в том числе коры выветривания фундамента осадочных бассейнов. Структуры с продуктивной корой выветривания фундамента встречаются и в Южно-Торгайском нефтегазоносном бассейне, который занимает южную часть Торгайского прогиба. В этой связи природа происхождения в прилегающих породах мезозоя и формирования углеводородов в коре выветривания кристаллического фундамента (доюрских образованиях) Арыскупского прогиба является актуальной.

Авторами исследованы особенности формирования месторождений в доюрских отложениях Арыскупского прогиба Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна и образования в этих структурах углеводородов. Описан механизм формирования скоплений нефти и газа в коре выветривания складчатого фундамента, а также совокупность благоприятных геологических факторов, необходимых для образования подобных скоплений.

Методика исследования основана на изучении геологических разрезов месторождений доюрских образований Арыскупского прогиба и ЯМР-спектроскопическом определении фрагментного состава нефтей из осадочного чехла и доюрских отложений Арыскупского прогиба и выявлении сходств и различий состава этих нефтей.

В результате исследования получены интегрированные участки ¹H и ¹³C ЯМР-спектров нефти из разных горизонтов, показавшие идентичность проб, что дает возможность предполагать о родстве исследуемых нефтей. Эти данные позволяют полагать осадочно-миграционное происхождение углеводородов и миграция в коллекторы коры выветривания кристаллического фундамента Арыскупского прогиба. Полученные результаты свидетельствуют о том, что в составе изучаемых нефтей практически отсутствуют углеводороды ароматической и олефиновой природы. Соотношения водородов H_α, H_β и H_γ типа в изучаемых месторождениях нефти практически одинаковы и их величины отличаются друг от друга очень незначительно. Эти же закономерности соблюдаются для ядер атомов ¹³C.

Близкая геохимическая характеристика исследуемых образцов на ЯМР-спектрометре позволяют высказать предположение о единой природе и структурно-групповом составе нефтей мезозойского осадочного чехла и домезозойских отложений коры выветривания.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Арыскупский прогиб, Южно-Торгайская впадина, фундамент осадочных бассейнов, углеводороды, нефтематеринские толщи, миграция углеводородов, ¹H, ¹³C ЯМР-спектрометрия, химический сдвиг, изотопы, фрагментный состав нефти.

ОҢТҮСТІК ТОРҒАЙ БАССЕЙНІНДЕГІ АРЫСҚҰМ ОЙПАТЫНДАҒЫ ҚАТПАРЛЫ ІРГЕТАСТЫҢ ЖЕМІРІЛУ ҚЫРТЫСЫНЫҢ МҰНАЙ-ГАЗДЫЛЫҒЫ ТУРАЛЫ

С.М. ОЗДОВЕВ¹, геология-минералогия ғылымдарының докторы, профессор, ҚР ҰҒА академигі, мұнай және газ геологиясы зертханасының жетекшісі.

Р.К. МАДИШЕВА², «Геология және пайдалы қазбалар кен орындарын барлау және зерттеу» кафедрасының PhD докторанты

Т.М. СЕЙЛХАНОВ³, химия ғылымдарының кандидаты, инженерлік негіздегі ЯМР-спектроскопиялық зертханасының жетекшісі

В.С. ПОРТНОВ², техника ғылымдарының докторы, «Геология және пайдалы қазбалар кен орындарын барлау және зерттеу» кафедрасының профессоры

В.И. ИСАЕВ⁴, геология-минералогия ғылымдарының докторы, табиғи ресурстар геофизикасы инженерлік мектебінің профессоры

¹Қ.И. Сәтбаев атындағы геологиялық ғылымдар институты
Қазақстан, 050010, Алматы қ., Қабанбай батыр к., 69/94

² Қарағанды мемлекеттік техникалық университеті
Қазақстан, 100027, Қарағанды қ., Н. Назарбаев даң., 56

³ Ш. Уәлиханов атындағы Көкшетау мемлекеттік университеті
Қазақстан, 020000, Көкшетау қ, Абай к., 76

⁴Томск политехникалық ұлттық зерттеу университеті
Ресей, 634050, Томск қ., Ленин даңғ., 30

Қазіргі геологияда талқыланатын бағыттардың бірі – терең горизонттардың мұнай-газ потенциалы, оның ішінде шөгінді бассейндер негізінің ауа райы қабаты. Өнімді негізді ауа қабаты бар құрылымдар Торғай ойпатының оңтүстік бөлігін алып жатқан Оңтүстік Торғай мұнай-газ бассейнінде де кездеседі. Осыған байланысты, көмірсутектердің Арысқұм ойпатының іргелес мезозой жыныстарында және кристалды іргетаста (юраға дейінгі түзілімдер) пайда болу табиғаты өзекті болып табылады. Авторлар Оңтүстік Торғай мұнай және газ бассейнінің Арысқұм ойпатының юраға дейінгі кен орындарының қалыптасу ерекшеліктерін және осы құрылымдарда көмірсутектерінің пайда болу ерекшеліктерін зерттеді. Бүктелген жертөле қабығындағы мұнай мен газдың жинақталу механизмі, сондай-ақ олардың қалыптасуы үшін қажетті қолайлы геологиялық факторлардың жиынтығы сипатталды.

Зерттеу әдістемесі Арысқұм ойпатының юраға дейінгі құрылымының геологиялық бөлімдерін зерттеуге және Арысқұм ойпатының юраға дейінгі және юра шөгінділерінен алынған мұнай фрагменттері құрамын спектроскопиялық түрде анықтауға және мұнай құрамының ұқсастықтары мен айырмашылықтарын анықтауға негізделген.

Зерттеу нәтижесінде әртүрлі горизонттағы 1H және 13C ЯМР мұнай спектрлерінің интегралды бөлімдері алынды, бұл үлгілердің сәйкестігін көрсетті, бұл зерттелген мұнайлардың өзара байланысын болжауға мүмкіндік берді. Бұл мәліметтер көмірсутектердің шөгінді қоныс аударуынан және Арысқұм ойпатының кристалды іргетасының қабаттарының резервуарларына қоныс аударғанын болжауға мүмкіндік берді. Алынған нәтижелер зерттелетін мұнай құрамында хош иісті және олефинді көмірсутектер жоқ екенін көрсетті. Зерттелген мұнай кен орындарындағы H_α, H_β және H_γ типтегі гидрогендердің ара қатынасы бірдей және олардың мәні бір-бірінен айтарлықтай ерекшеленеді. 13C ядролары үшін де бірдей заңдар сақталады.

Зерттеліп отырған үлгілердің геохимиялық сипаттамалары ЯМР спектрометрінде біртектес табиғатты және мезозой шөгінді қабаты мұнайларының құрылымдық-топтық құрамын болжауға мүмкіндік береді

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: Арысқұм ойпаты, Оңтүстік Торғай бассейні, шөгінді бассейндердің іргетасы, көмірсутектер, мұнай тудырушы қабаттар, көмірсутектің жылжуы, 1H, 13C ЯМР –спектрометрия, химиялық өзгеріс, изотоптар, мұнайдың фрагменттік құрамы.

OIL RESERVOIRS OF THE CRYSTALLINE BASEMENT OF ARYSKUM DOWNFOLD OF SOUTH-TORGAY DEPRESSION

S.M. OZDOYEV¹, Dr. Sc., Institute of Geological Sciences n.a. K.I. Satpayev

R.K. MADISHEVA², postgraduate, Karaganda State Technical University

T.M. SEILKHANOV³, Cand.of Sc., Kokshetau State University

V.S. PORTNOV², Dr. Sc., Karaganda State Technical University

V.I. ISAEV⁴, Dr. Sc., Tomsk Polytechnic University

¹Institute of Geological Sciences n.a. K.I. Satpayev
Kabanbay batyr Avenue 69/94, Almaty, 050010, Kazakhstan

²Karaganda State Technical University
56, N. Nazarbayev Avenue, Karaganda, 100027, Kazakhstan

³Kokshetau State University
76, Abaya st., Kokshetau, 020000, Kazakhstan

⁴National Research Tomsk Polytechnic University Tomsk Polytechnic University
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia

One of the areas discussed in modern geology is the oil and gas potential of deeper horizons, including the weathering crust of the foundation of sedimentary basins. Structures with productive base weathering crust are also found in the South Torgai oil and gas basin, which occupies the southern part of the Torgai trough. In this regard, the nature of the origin in adjacent Mesozoic rocks and the formation of hydrocarbons in the weathering crust of the crystalline basement (pre-Jurassic formations) of the Arysium downfold is relevant. The authors investigated the features of the formation of deposits in the pre-Jurassic deposits of the Arysium downfold of the South Torgai oil and gas basin and the formation of hydrocarbons in these structures. The mechanism of formation of accumulations of oil and gas in the weathering crust of a folded basement, as well as a combination of favorable geological factors necessary for the formation of such clusters are described.

The research methodology is based on the study of geological sections of deposits of pre-Jurassic formations of the Arysium downfold and NMR spectroscopic determination of the fragment composition of oils from the sedimentary cover and pre-Jurassic deposits of the Arysium downfold and the identification of similarities and differences in the composition of oils in the deposits of the pre-Jurassic basement and in overlapping Jurassic-Cretaceous sedimentary strata.

As a result of the study, integrated sections of the ¹H and ¹³C NMR spectra of oil from different horizons were obtained, which showed the identity of the samples, which makes it possible to assume the relationship of the studied oils. These data suggest the sedimentary migration origin of hydrocarbons and migration into the reservoirs of the weathering crust of the crystalline basement of the Arysium downfold. The results obtained indicate that the composition of the studied oils contains virtually no aromatic and olefinic hydrocarbons. The ratios of the H α , H β , and H γ type hydrogens in the studied oil fields are almost identical. The same laws are observed for nuclei of ¹³C atoms.

The close geochemical characteristics of the samples under study on an NMR spectrometer make it possible to suggest a unified nature and structural-group composition of oils of the Mesozoic sedimentary cover and pre-Mesozoic deposits of the weathering crust.

KEY WORDS: Arysium downfold, South Torgai depression, sedimentary basin foundation, hydrocarbons, oil source sequences, hydrocarbon migration, ¹H, ¹³C NMR spectrometry, chemical shift, isotopes, fragmentary composition of oil.

Одним из обсуждаемых направлений в современной геологии является нефтегазоносный потенциал более глубоких горизонтов, в том числе коры выветривания фундамента осадочных бассейнов.

Открытие практически на всех континентах порядка 500 месторождений нефти и газа, где коллекторами являются выветрелые породы фундамента [1–5], дает основание рассматривать их как нетрадиционный вид пород-коллекторов, с которыми может быть связан огромный углеводородный потенциал, в том числе Южно-Торгайский прогиб [6, 7].

В этой связи возникает вопрос о природе углеводородных масс и формировании их скоплений в выветрелых породах фундамента, которые ученые объясняют классической органической осадочно-миграционной теорией [8, 9].

Опыт изучения месторождений нефти и газа с продуктивным горизонтом коры выветривания показал, что подавляющее число таких структур приурочено к погребенным выступам фундамента и контактирует с осадочными породами через крупные разломы.

Установлено, что разломы являются структурообразующим фактором, трещины определяют пути миграции флюидов, а также создают большую часть пустотного пространства в породах фундамента [10].

Основным источником залежи нефти в трещиновато-кавернозном фундаменте являются горизонтально залегающие осадочные терригенные породы, примыкающие к фундаменту.

Миграция нефти из них в породы фундамента происходит через разломы в периоды тектонической активности путем вытеснения нефти водой, а причиной аккумуляции нефти в породах фундамента являются силы поверхностного натяжения на границе флюидальных фаз [11, 12].

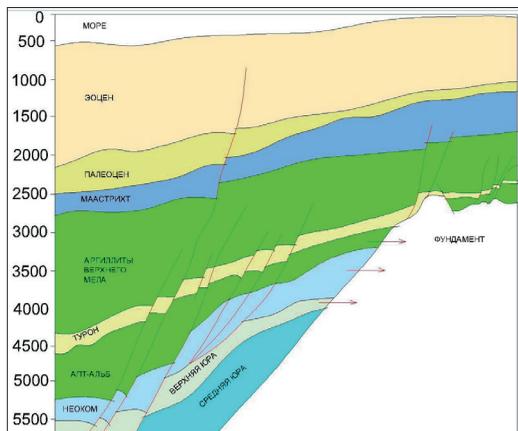
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА

Одним из таких месторождений является уникальное месторождение Белый Тигр (Вьетнам), которое имеет два структурных этажа: докайнозойский – кора выветривания кристаллического фундамента, с которым связаны основные запасы углеводородов в разрезе, и кайнозойский осадочный чехол [3, 13].

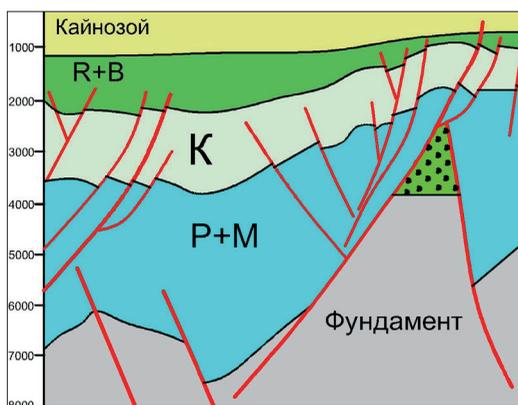
Источником нефти в коллекторах гранитоидных выступов фундамента являются нефтематеринские осадочные породы, примыкающие к выступам. Нижнеолигоценые осадочные породы, откуда произошла латеральная миграция в разуплотненные поздне меловые граниты месторождения, прилегают к выступам фундамента [14].

Месторождение Рона-Ридж, расположенное на западе Шотландского бассейна, приурочено к выступу фундамента девонского возраста (*рисунок 1а*). Пути миграции углеводородов из примыкающих осадочных мезозойских отложений к более проницаемому фундаменту связаны с разломами [15].

В нетрадиционные коллекторы, которые представлены трещиноватыми, выветрившимися гранитами фундамента бассейна Бонгор в Чаде, происходит миграция углеводородов из нефтематеринских раннемеловых толщ Р+М, которые являются нефтесодержащими, а также флюидоупором (*рисунок 1б*) [16].



а)



б)

Рисунок 1 – Вероятный маршрут миграции углеводородов в выветрелый фундамент месторождений: а) Рона Ридж, Западная Шотландия (Grant и др. 1999); б) Геологический разрез структуры в бассейне Бангор [15]

Структуры с продуктивной корой выветривания фундамента встречаются и в Южно-Торгайском нефтегазоносном бассейне, который занимает южную часть Торгайского прогиба (рисунок 2). Развитие Южно-Торгайского бассейна началось в результате в поздней перми и триасе активного движения Торгайской микроплиты.

Известно, что геодинамический режим развития областей определяет их современное структурное положение и создает благоприятные или неблагоприятные условия для образования, миграции и скопления УВ.

Одним из геологических факторов, благоприятных образованию УВ в породах является рифтогенный геодинамический режим развития, вследствие которого формировались прогибы и выступы фундамента, разбитые разломами на блоки, и были образованы в приразломных зонах трещиноватые разуплотненные породы.

Южно-Торгайский бассейн, входящий в состав Туранской плиты, обладает структурно-вещественной особенностью чехла платформ и микроконтинентов, имеет два структурных этажа – нижний представлен складчатим фундаментом палеозойского, протерозойского возраста и верхний платформенный чехол – мезозойского и кайнозойского возраста, где триас-юрские отложения распространены лишь в линейных прогибах, которые врезаются в докембрийский цоколь впадины. Также выделяется промежуточный квазиплатформенный комплекс (КПК).

Метаморфический фундамент бассейна расчленен на три блока: Жыланшиковский, Мынбулакский и, собственно, Арыкумский, кора выветривания которого представляет наибольший интерес в данной работе.

Все месторождения УВ промышленной значимости приурочены к Арыкумскому прогибу, где продуктивными нефтегазоносными комплексами являются юрско-меловые отложения. Прогиб по подошве осадочного чехла осложнен линейно-вытянутыми грабен-синклиналиями: Арыкумская, Акшабулакская, Сарыланская,

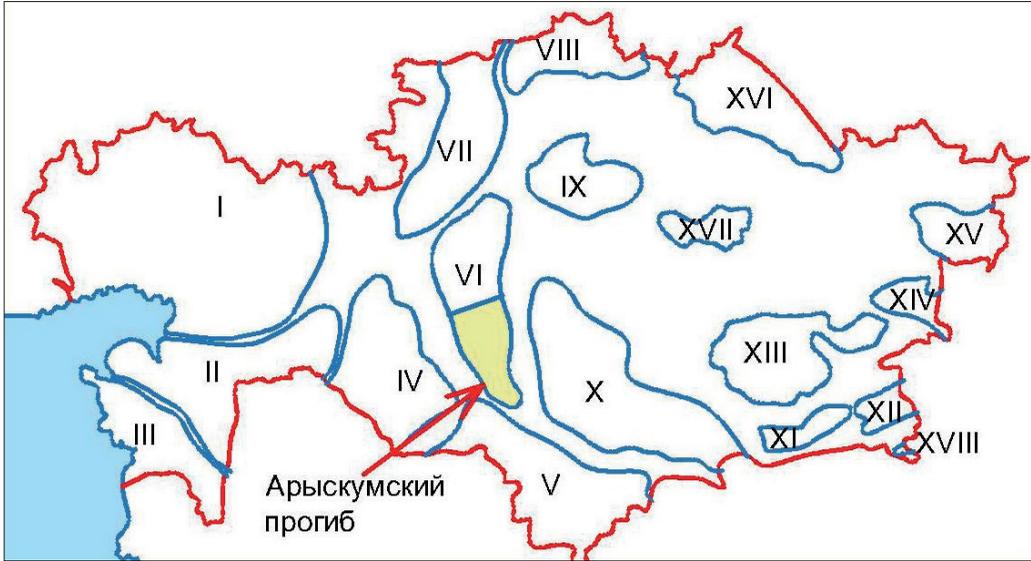


Рисунок 2 – Обзорная карта осадочных бассейнов Республики Казахстан: Прикаспийский (I); Устюртско-Бозашинский (II); Мангистауский (III); Аральский (IV); Сырдарьинский (V); Южно-Торгайский (VI); Северо-Торгайский (VII); Северо-Казахстанский (VIII); Тенизский (IX); Шу-Сарысуский (X); Западно-Илийский (XI); Восточно-Илийский (XII); Балхашский (XIII); Алакольский (XIV); Зайсанский (XV), Прииртышский (XVI); Карагандинский (XVII); Текесско-Каркаринский (XVIII)

Бозингенская и Даутская, разделенные выступами фундамента – горст-антиклиналями: Аксайская, Ащисайская и Табакбулакская, границами между этими структурными элементами являются разломы [17, 18].

Подошва осадочного чехла в рифтогенных грабен-синклиналях погружается на глубину 5000–5500 м, вздымаясь ступенчато или полого (в зависимости от структурно-тектонических факторов) к бортам до отметки 1000–2000 м.

Платформенный структурный этаж включает весь комплекс мезо-кайнозойских отложений и состоит из двух ярусов (рисунок 3): нижнего – рифтового и верхнего – эпифрифтового [19].

Слагающие домезозойский фундамент протерозойские образования представлены в различной степени метаморфизованными кварц-хлоритовыми, кварц-биотитовыми, хлорит-серицитовыми, глинисто-кремнистыми и кремнистыми сланцами, гнейсами, а также эффузивными породами. Эти породы часто выветрелые и представлены под ортоплатформенным чехлом корой выветривания. На отдельных месторождениях породы коры выветривания нефтегазоносные.

К палеозойской группе отнесены породы квазиплатформенного чехла, вскрытые скважинами в призабойных частях и представленные песчаниками, аргиллитами, алевролитами с прослоями известняков, туфов – как средне-верхнедевонские, а известняки, доломиты с прослоями терригенных пород – как нижнекаменноугольные [20].

бен-синклиналей были отнесены сазымбайская, айболинская свиты нижнеюрских отложений, дощанская, карагансайская свиты средне-нижнеюрских отложений, а также кумкольская свита верхнеюрских отложений, которые начали генерировать жидкие углеводороды.

Выявлены залежи углеводородов в дезинтегрированных толщах образований фундамента и отложений квазиplatformенного комплекса палеозоя, обладающими неплохими фильтрационно-емкостными свойствами (месторождения Кызылкия, Приозерное, Кенлык, Дощан и др.).

Из выветренных пород фундамента получены притоки флюидов на площадях Кумколь, Аксай, Нуралы, Караванчи и др.

Незначительные притоки нефти из коры выветривания были получены на месторождении Кызылкия. Геологический разрез месторождения представлен на рисунке 4.

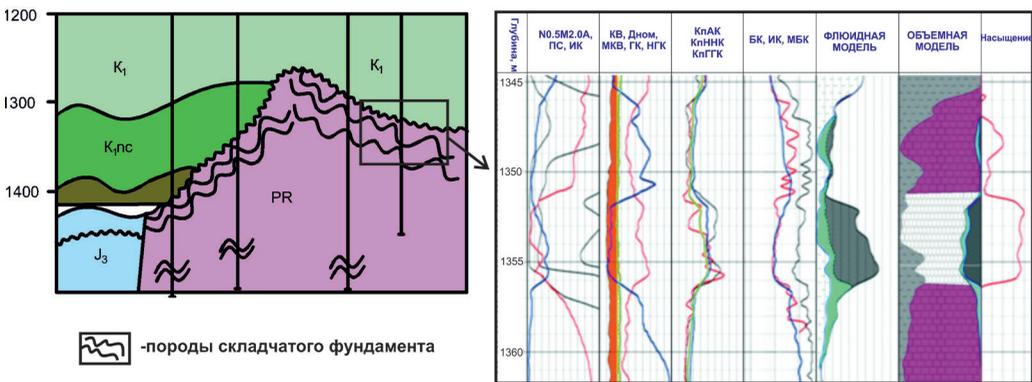


Рисунок 4 – Геологический разрез месторождения Кызылкия

По данным ГИС выделяется пласт на глубине 1351,2–1356,3 м, который обладает удовлетворительными фильтрационно-емкостными свойствами, средневзвешенный коэффициент общей пористости и нефтенасыщенности которого составляют порядка 50% и 66%, соответственно.

Также в домезозойских образованиях перспективны выступы карбонатных пород девона-карбоне (фамен-турне), подверженные карстообразованию и трещиноватости с образованием коллекторов, имеющих высокие фильтрационно-емкостные свойства [23].

Одна из таких структур, Кенлык, расположена в северо-западной части Аксайской горст-антиклинали и приурочена к выступу фундамента северо-западного простирания. Слагающие фундамент породы палеозоя сформированы верхнедевон-нижнекабоновыми карбонатными отложениями.

К верхней, выветрелой части палеозойских отложений приурочен продуктивный горизонт Ф–1 (рисунок 5). Вскрытая толщина палеозойских пород изменяется от 5 до 1183 м.

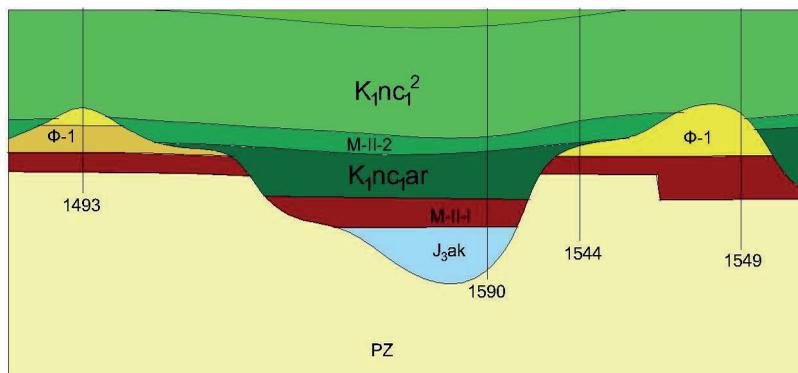


Рисунок 5 – Геологический разрез месторождения Кенлык

Палеозойские выветрелые отложения фундамента вскрыты на месторождении Карабулак, расположенном в северо-западной части Аксайской горст-антиклинали. Продуктивный горизонт мощностью от 130 до 487 м приурочен к нерасчлененным визейско-серпуховским C_1v_2 -s ярусам нижнего карбона (рисунок 6).

Пласты-коллекторы месторождения представлены мелко микрозернистыми, обломочными массивными плотными твердыми доломитизированными известняками с конкрециями кремнистого вещества и содержат разноориентированные прожилки кальцита толщиной 5–10 мм.

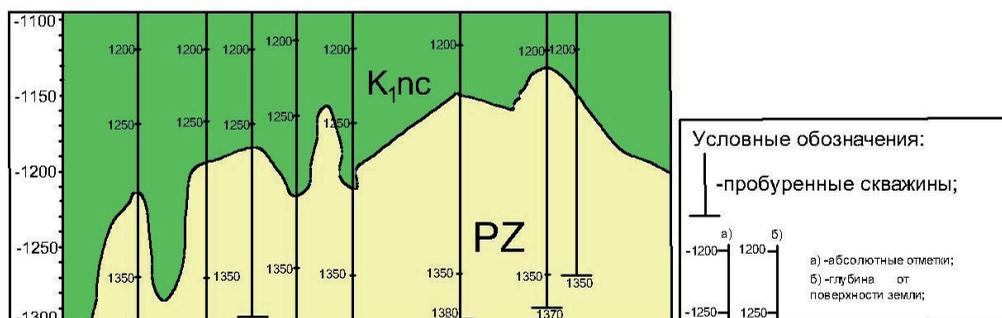


Рисунок 6 – Геологический разрез месторождения Карабулак

ЯМР-СПЕКТРОМЕТРИЯ НЕФТЕЙ РАЗНЫХ ГОРИЗОНТОВ АРЫСКУМСКОГО ПРОГИБА

Природа происхождения в прилегающих породах мезозоя и формирования УВ в коре выветривания кристаллического фундамента (доюрские образования) Арыскупского прогиба является актуальной.

Одним из сложных и многокомпонентных материалов в данном вопросе, требующем многогранного анализа, является сама сырая нефть.

В этой связи было проведено ЯМР-спектроскопическое определение фрагментного состава нефтей из осадочного чехла и фундамента (таблица 1).

Таблица 1 – Исследованные образцы нефти

Проба №	Месторождение	Скважина	Местоположение	Возраст	Интервал отбора
1	Кенлык	101	Аксайская горст-антиклиналь	K_1nc_1ar	1468,0–1474,0
2	Актау	28	Аксайская горст-антиклиналь	J_3km	1884,0–1885,5 1889,5–1892,5
3	Карабулак	25	Аксайская горст-антиклиналь	PZ	1320,0–1331,5

Химический и фракционный состав нефтей Арыскупского прогиба необходим для выбора рационального комплекса процессов нефтепереработки, их моделирования и т. д. Также это дает представление о генезисе нефти и возрасте нефтематеринских пород и является решением некоторых задач нефтяной геологии [24].

Информация о сложных органических системах методом ЯМР может быть получена в виде изотопного, элементного, фрагментного и компонентного состава. При спектроскопии ЯМР в расчет берутся данные о положении, интенсивности и мультиплетности сигналов в спектре (компонентный состав), интегральные интенсивности специфических областей спектра (фрагментный или структурно-групповой анализ) [25, 26].

Преимуществом спектроскопии ЯМР, в сравнении с методами хроматографии, масс-спектрометрии, оптической спектроскопии, является возможность получения количественной информации без применения стандартных образцов и эталонных веществ или смесей.

Наиболее востребованной областью практического анализа является определение качества нефти и нефтепродуктов. Показатели качества нефти и нефтепродуктов заложены в их элементном, структурно-групповом, фрагментном и компонентном составе, которые в количественном виде «зашифрованы» в спектрах ЯМР водорода и углерода нефтяных объектов [24].

Спектры ЯМР 1H , ^{13}C образцов нефти снимали при $25^\circ C$ в дейтерированном хлороформе на спектрометре JNM-ECA 400 (400 и 100 МГц на ядрах 1H и ^{13}C). Химические сдвиги измерены относительно сигналов остаточных протонов или атомов углерода дейтерированного хлороформа.

Шкалу химических сдвигов протонного спектра можно поделить на несколько наиболее важных диапазонов (рисунок 7) [27–29].

В результате исследования получены интегрированные участки 1H ЯМР спектров нефти из разных горизонтов (рисунок 8).

Шкалу химических сдвигов углеродного спектра также можно поделить на несколько наиболее важных диапазонов (рисунок 9) [27–29].

Полученные интегрированные участки ^{13}C ЯМР спектров нефти из разных горизонтов представлены на рисунке 10.

Произведя интегрирование указанных областей спектров на ядрах 1H и ^{13}C (рисунки 7, 9), был определен фрагментный состав нефтяной смеси.

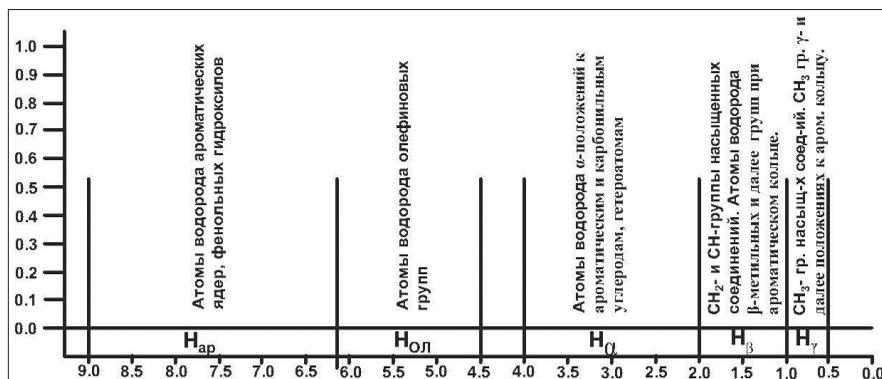
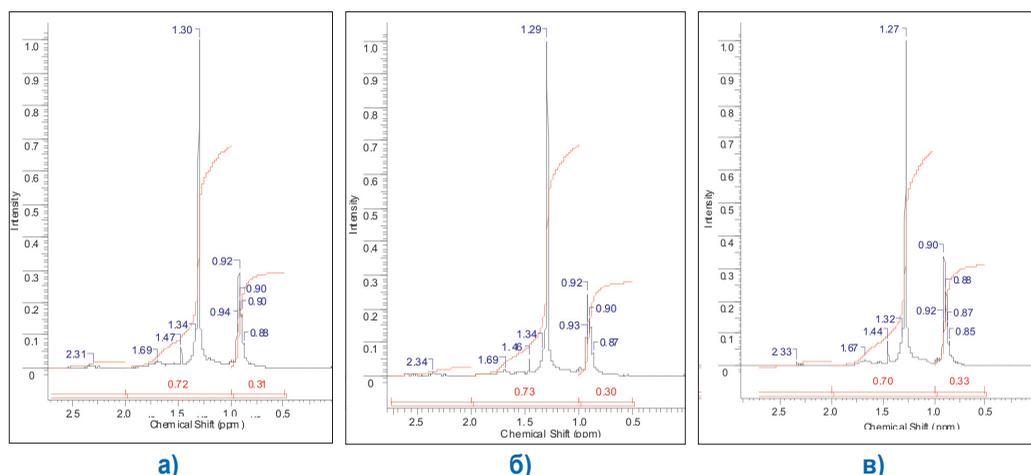


Рисунок 7 – Диапазоны химических сдвигов ЯМР ^1H нефтепродуктов [25, 28]



а) б) в)
Рисунок 8 – Интегрированные участки ^1H ЯМР спектров нефти проб 1 – (а), 2 – (б) и 3 – (в)

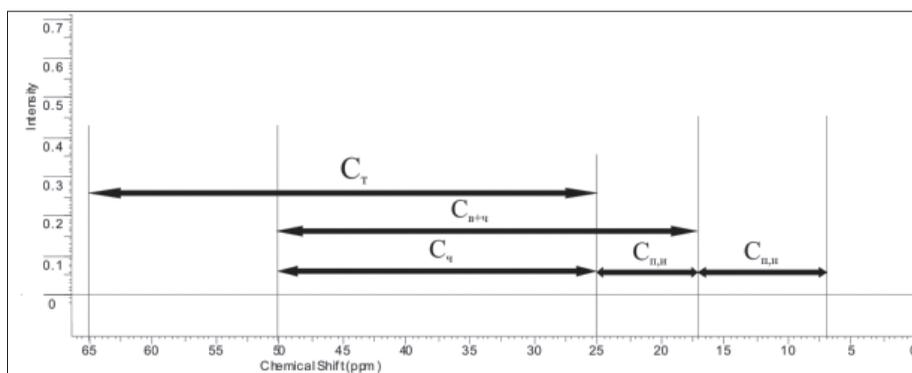


Рисунок 9 – Диапазоны химических сдвигов ЯМР ^{13}C нефтепродуктов [25, 28].
 $\text{C}_{\text{п,н}}$ – первичные углеродные атомы при метиленовой группе; $\text{C}_{\text{п,н}}$ – первичные углеродные атомы, связанные с СН-группой или ароматическим ядром; $\text{C}_{\text{в+ч}}$ – Вторичные и четвертичные атомы С насыщенных соединений; $\text{C}_{\text{т}}$ – алифатические СН-группы; $\text{C}_{\text{ч}}$ – четвертичные углеродные атомы насыщенных соединений.

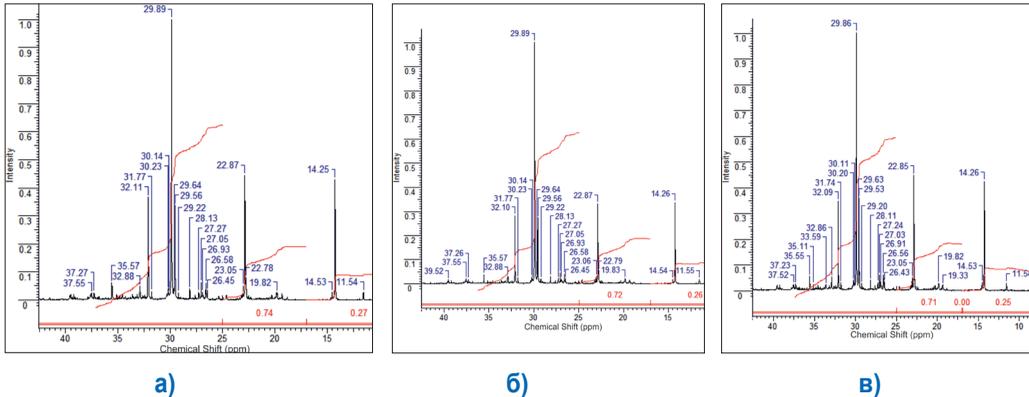


Рисунок 10 – Интегрированные участки ¹³C ЯМР спектров нефти проб 1 – (а), 2 – (б) и 3 – (в)

Учитывая, что общая интегральная интенсивность сигналов ¹H рассчитывается по формуле $H_{общ} = H_{ар} + H_{ол} + H_{\alpha} + H_{\beta} + H_{\gamma}$, были получены результаты, представленные в таблице 2 [30].

Таблица 2 – Фрагментный состав проб нефтей 1, 2 и 3 (% массовый)

Тип атомов	Уравнения, для количественной интерпретации ¹ H и ¹³ C спектров	K ₁ nc ₁ ar	J ₃ km	PZ
H _{ар}	$H_{ар} = H_{ар} / H_{общ} \cdot 100\%$	0	0	0
H _{ол}	$H_{ол} = H_{ол} / H_{общ} \cdot 100\%$	0	0	0
H _{ал}	$H_{ал} = (H_{\alpha} + H_{\beta} + H_{\gamma}) / H_{общ} \cdot 100\%$	100	100	100
H _α	$H_{\alpha} = H_{\alpha} / H_{общ} \cdot 100\%$	29.5	28.6	31.4
H _β	$H_{\beta} = H_{\beta} / H_{общ} \cdot 100\%$	68.6	69.5	66.7
H _γ	$H_{\gamma} = H_{\gamma} / H_{общ} \cdot 100\%$	1.9	1.9	1.9
C _{ар}	$C_{ар} = C_{ар} / (C_{ар} + C_{ал}) \cdot 100\%$	0	0	0
C _{ал}	$C_{ал} = C_{ал} / (C_{ар} + C_{ал}) \cdot 100\%$	0	0	0

Полученные результаты свидетельствуют о том, что в составе изучаемых нефтей практически отсутствуют углеводороды ароматической и олефиновой природы. Соотношения типов водорода H_α, H_β и H_γ в изучаемых месторождениях нефти практически одинаковы и их величины отличаются друг от друга очень незначительно. Эти же закономерности соблюдаются для ядер атомов ¹³C. Учитывая, что чувствительность протонных спектров в 100 раз превышает чувствительность по атомам углерода, подробное описание спектров ЯМР ¹³C можно не производить.

Близкая геохимическая характеристика исследуемых образцов на ЯМР-спектрометре позволяют высказать предположение о единой природе и структурно-групповом составе нефтей осадочного чехла и фундамента.

Данное предположение требует дальнейшего подкрепления либо опровержения другими геохимическими исследованиями, как изотопный состав углеводородов, а также хромато-масс спектрометрия, которые считаются достоверными при решении задач определения исходной нефтематеринской породы и миграции углеводородов.

ВЫВОДЫ

1. Установлено расположение продуктивных доюрских комплексов Арыскупского прогиба Южно-Тургайского бассейна на выступах фундамента, который представлен палеозойскими и протерозойскими образованиями.

2. Исследованные нефти месторождений различных горизонтов по результатам ЯМР-анализа, как оказалось, идентичны, что позволяет предположить их единый структурно-групповой состав, родство исследуемых проб. Анализ подобных структур, а также результаты ЯМР-спектromетрии позволяют предположить, что углеводороды в домезозойских структурах образованы за счет миграции из прилегающих осадочных отложений мезозоя, где к нефтематеринским толщам, по ряду факторов, были отнесены нижнеюрские, средне-нижнеюрские отложения, а также кумкольская свита верхнеюрских отложений, которые генерировали жидкие углеводороды.

3. Миграция, возможно, происходила и из нефтегазоносного комплекса мела, куда углеводороды по разломам поступили из нижележащих юрских отложений, так как границами грабен-синклиналей и горст-антиклиналей прогиба являются в большинстве случаев разломы, которые в свою очередь определяют пути миграции флюидов, а также создают большую часть пустотного пространства в доюрских породах. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Xiong-Qi Pang, Cheng-Zao Jia, Wen-Yang Wang. Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins. // *Petroleum Science* 12(1) – February 2015 – DOI 10.1007/s12182–015–0014–0.
- 2 Robert Trice. Basement exploration, West of Shetlands: progress in opening a new play on the UKCS // *Geological Society London Special Publications*. – January 2014. – 397(1):81–105 – DOI: 10.1144/SP397.3
- 3 Арешев Е.Г., Гавура В.Е., Немченко Т. н. и др. Нефть в гранитах фундамента // *Геология, геофизика, разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2006. – № 12. – С. 4–13. [Areshev E.G., Gavura V.E., Nemchenko T.N. i dr. Neft' v granitah fundamenta // *Geologiya, geofizika, razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij*. – 2006. – № 12. – S. 4–13.]
- 4 Jie Bai, Zhongsheng Shi, Juan Li, Luo Xue, and Weiwei He. Tectonic Evolution Control on Hydrocarbon Accumulation in Fractured Basement: A Case Study from Melut Basin in South Sudan and Bongor Basin in Chad. *Search and Discovery Article #10846* (2016) Posted May 16, 2016
- 5 Михайлец Н.М. Формирование залежей углеводородов в породах коры выветривания фундамента Западной Сибири // *Экспозиция Нефть Газ*. – 2012. – № 5 (23). – С. 54–56. [Mihajlec N.M. Formirovanie zalezhej uglevodorodov v porodah kory vyvetrivaniya fundamenta Zapadnoj Sibiri // *Ekspoziciya Neft' Gaz*. – 2012. – № 5 (23). – S. 54–56.]
- 6 Парагульгов Х.Т., Парагульгов Х.Х., Ли А.Б., Хайбуллин Р.Р. Литолого-петрографические особенности пород фундамента Южно-Тургайской впадины // *Вестн. АН КазССР*. – 1991. – № 10. – С. 49–52. [Paragul'gov H.T., Paragul'gov H.H., Li A.B., Hajbullin R.R. Litologo-petrograficheskie osobennosti porod fundamenta YUzhno-Turgajskoj vpadiny // *Vestn. AN KazSSR*. – 1991. – № 10. – S. 49–52.]
- 7 Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Сапожников Р.Б. Особенности строения

- палеозойских отложений Тургайско-Сырдарьинского и Устьюртского регионов (в связи с перспективами нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т.11. – № 4. – С. 1–46. [Volozh YU.A., Bykadorov V.A., Antipov M.P., Sapozhnikov R.B. Osobennosti stroeniya paleozojskikh otlozhenij Turgajsko-Syrdar'inskogo i Ustyurtskogo regionov (v svyazi s perspektivami neftegazonosnosti glubokih gorizontov osadochnogo chekhla) // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. – 2016. – Т.11. – № 4. – С. 1–46.]
- 8 Xiang Caifu 1, 2, Pang Xiongqi 1, 2, Yang Wenjing 3, Wang Jianzhong 1, 2, Li Qiming 3, Liu Luofu 1, 2 and Li Yanqun 1, 2 Hydrocarbon migration and accumulation along the fault intersection zone—a case study on the reef-fl at systems of the No.1 slope break zone in the Tazhong area, Tarim Basin. DOI 10.1007/s12182–010–0021–0. Pet.Sci.(2010)7:211–225
 - 9 Xiang Caifu, Pang Xiongqi, Yang Wenjing, Wang Jianzhong, Li Qiming, Liu Luofu and Li Yanqun. Hydrocarbon migration and accumulation along the fault intersection zone—a case study on the reef-fl at systems of the No.1 slope break zone in the Tazhong area, Tarim Basin // Petroleum Science – 2010 – № 7: 211–225. DOI 10.1007/s12182–010–0021–0.
 - 10 Шнип О.А. Методика поисков скоплений нефти и газа в породах фундамента // Геология нефти и газа – 2005. – № 4. – С. 22–25. [SHnip O.A. Metodika poiskov skoplenij nefti i gaza v porodah fundamenta // Geologiya nefti i gaza – 2005. – № 4. – С. 22–25.]
 - 11 Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов. – Киев: Техника, 2003. – 175 с. [SHuster V.L., Levyant V.B., Ellanskij M.M. Neftegazonosnost' fundamenta (problemy poiska i razvedki mestorozhdenij uglevodorodov. – Kiev: Tekhnika, 2003. – 175 s.]
 - 12 Selby, D., Creaser, R.A., Dewing, K. and Fowler, M. Evaluation of bitumen as a 187 Re – 187 Os geochronometer for hydrocarbon maturation and migration: A test case from the Polaris MVT deposit, Canada. // Earth Planet. Sci. – 2005. – Lett. 235, 1–15.
 - 13 Нгуен Х. Б., Исаев В. И. Коллекторы нефти кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр // Геофизический журнал. – 2017. – № 6. – Т. 39. – С. 3–19. [Nguen H. B., Isaev V. I. Kollektory nefti kristallicheskogo fundamenta mestorozhdeniya Belyj Tigr // Geofizicheskij zhurnal. – 2017. – № 6. – Т. 39. – С. 3–19.]
 - 14 Журавлев Е.В. Залежи нефти и газа в корях выветривания фундамента осадочных бассейнов // Литология и полезные ископаемые. – 2009. – № 3. – С. 329–334. [ZHuravlev E.V. Zalezhi nefti i gaza v korah vyvetrivaniya fundamenta osadochnyh bassejnov // Litologiya i poleznye iskopaemye. – 2009. – № 3. – С. 329–334.]
 - 15 Gutmanis J. Basement reservoirs – a review of their Geological and production Characteristics // International Petroleum Technology Conference. Doha, Qatar. – 2009. – P. 1–7.
 - 16 Lirong D., Shrivastava C., Chuanshu D. and other. Understanding the Interplay of Fractures, stresses & Facies in Unconventional Reservoirs -case Study from Chad Granites. // 76th EAGE Conference & Exhibition – 2014 Amsterdam RAI, The Netherlands, 16–19.
 - 17 Yin Wei, Fan Zifei, Zheng Junzhang. Characteristics of strike-slip inversion structures of the Karatau fault and their petroleum geological significances in the South Turgay Basin, Kazakhstan, December 2012 Petroleum Science 9(4), DOI:10.1007/s12182–012–0228–3
 - 18 Парагульгов Т.Х., Парагульгов Х.Х., Фазылов Е.М., Шабалина Л.Б. Торгайско-Сырдарьинский регион – эволюция глубинного строения и проблемы минерагении // Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук. – 2003. – № 2. С. 8–18. [Paragul'gov T.H., Paragul'gov H.H., Fazylov E.M., SHabalina L.B. Torgajsko-Syrdar'inskiy region – evolyuciya glubinnoogo stroeniya i problemy mineragenii // Izvestiya NAN RK. Seriya geologii i tekhnicheskikh nauk. – 2003. – № 2. С. 8–18.]

- 19 Даукеев С.Ж., Ужкенов Б.С., Абдулин А.А., Беспяев Х.А., Воцалевский Э.С., Любецкий В.Н., Мазуров А.К., Мирошниченко Л.А. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Нефть и газ. Том. III. – Алматы: Республиканское Государственное предприятие «Информационно-аналитический центр геологии и минеральных ресурсов Республики Казахстан», 2002. – 248 с. [Daukeev S.ZH., Uzhkenov B.S., Abdulin A.A., Bespaev H.A., Vocalevskij E.S., Lyubeckij V.N., Mazurov A.K., Miroshnichenko L.A. Glubinnoe stroenie i mineral'nye resursy Kazahstana. Neft' i gaz. Tom. III. – Almaty: Respublikanskoe Gosudarstvennoe predpriyatie «Informacionno-analiticheskij centr geologii i mineral'nyh resursov Respubliki Kazahstan», 2002. – 248 s.]
- 20 Парагульгов Т.Х., Парагульгов Х.Х., Фазылов Е.М., Мусина Э.С. Южно-Торгайский осадочный бассейн – вещественный состав и нефтегазоносность домезозойских образований // Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук. – 2013. – № 1. С. 44–54. [Paragul'gov T.H., Paragul'gov H.H., Fazylov E.M., Musina E.S. YUzhno-Torgajskij osadochnyj bassejn – veshchestvennyj sostav i neftegazonosnost' domezozojskih obrazovanij // Izvestiya NAN RK. Seriya geologii i tekhnicheskikh nauk. – 2013. – № 1. S. 44–54.]
- 21 Ozdov S.M. Prospects oil-and-gas-bearing sedimentary basins of Kazakhstan // News of the national academy of sciences of the Republic of Kazakhstan series of geology and technical sciences – 2012 – Vol. 1, ISSN 2224–5278. N 435. P. 61–76.
- 22 Dilmuhamedova N.R., Nigmatova S.A., Petrova T.A., Avulov Z. Description of the guiding palynological complexes of the jurassic deposits of oil and gas regions of the South Torgai // News of the national academy of sciences of the Republic of Kazakhstan series of geology and technical sciences. 2016. – Vol. 1. – N 415. P. 5–18. ISSN 2224–5278. 2016.
- 23 Куандыков Б.М., Нажметдинов А.Ш., Сапожников Р.Б. Строение глубокопогруженных отложений Арыскупского прогиба Южно-Торгайской впадины по сейсмостратиграфическим данным // Геология нефти и газа. – 1992. – № 11. – С. 22–27. [Kuandykov B.M., Nazhmetdinov A.SH., Sapozhnikov R.B. Stroenie glubokopogruzhennykh otlozhenij Aryskumskogo progiba YUzhno-Torgajskoj vpadiny po sejsmostratigraficheskim dannym // Geologiya nefiti i gaza. – 1992. – № 11. – S. 22–27.]
- 24 Бушнев Д. А., Смирнов М. Б., Бурдельная Н. С., Валяева О. В. Молекулярные и структурно-групповые особенности нефтей верхнего девона Тимано-Печорской провинции // Геохимия. – 2017. – № 9. – С. 811–823. [Bushnev D. A., Smirnov M. B., Burdel'naya N. S., Valyaeva O. V. Molekulyarnye i strukturno-grupповые osobennosti neftej verhnego devona Timano-Pechorskoj provincii // Geohimiya. – 2017. – № 9. – S. 811–823.]
- 25 Kalabin G.A., Kanitskaya L.V., D. F. Kushnarev D.F. Quantitative NMR Spectroscopy of Natural Organic Feedstock and Its Processing Products. – Moscow: Khimiya, 2000. – 408 p. [in Russian].
- 26 Chizhik V.I., Chernyshev Y.S., Donets A.V., Frolov V.V., Komolkin A.V., Shelyapina M. G. Magnetic Resonance and Its Applications. – Heidelberg: Springer International Publishing, 2014. – 782 p.
- 27 Sanders J. K. M., Hunter B. K. Modern NMR Spectroscopy. A Guide for Chemists. – Oxford: Oxford University Press, 1993. – 128 p.
- 28 O'Donnell D.J., Sigle S.O., Berlin K.D., Sturm G.P., Vogh J.W. Characterization of high-boiling petroleum distillate fractions by proton and ¹³C nuclear magnetic resonance spectrometry // Fuel. – 1980. – Vol. 59. – P. 166–174.
- 29 Silva S.L., Silva A.M.S., Ribeiro J.C., Martins F.G., Silva F.A.D., Silva C.M. Chromatographic and spectroscopic analysis of heavy crude oil mixtures with emphasis in nuclear magnetic resonance spectroscopy: A review // Analytica Chimica Acta. – 2011. Vol. 707. – P. 18–37.
- 30 Adapted from oral presentation given at AAPG International Conference & Exhibition, Melbourne, Australia, September 13–15, 2015