

Журнал зарегистрирован Федеральной службой по надзору
в сфере связи, информационных технологий
и массовых коммуникаций. Свидетельство о регистрации
средства массовой информации ПИ № ФС77-60780 от 5 марта 2015 г.

Журнал основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

Научно-технический журнал «Геология нефти и газа» включен в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, рекомендованных ВАК России для публикации основных научных результатов диссертаций на соискание ученой степени кандидата и доктора геолого-минералогических наук. Журнал индексируется в системах «Российский индекс научного цитирования», Scopus, GEOBASE, GeoRef, Russian Science Citation Index на платформе Web of Science, Ulrich's Periodicals Directory, Library of Congress, WorldCat.

Цель издания: публикация новых научных и практических результатов фундаментальных и прикладных исследований по актуальным проблемам геологии нефти и газа и повышение на этой основе информационного обмена между геологами-нефтяниками различных ведомств —

Министерства природных ресурсов и экологии, Роснедр, Российской академии наук, геологических вузов и факультетов, компаний-недропользователей, сервисных предприятий и организаций других форм собственности России и зарубежных стран.

Задачи журнала: сбор, систематизация и публикация актуальных материалов, охватывающих все стадии нефтегазогеологических исследований — теоретические разработки, региональные геолого-разведочные работы, а также вопросы разведки и в ограниченном объеме — эксплуатации месторождений нефти и газа; выпуск специальных номеров, посвященных важнейшим проблемам фундаментальных исследований в области: прогноза нефтегазоносности с обоснованием новых направлений нефтегазопроисковых работ, стратиграфии, литолого-фациальной зональности и седиментологического моделирования нефтегазоносных палеобассейнов, тектонического районирования, уточнения количественной и геолого-экономической оценки ресурсного потенциала, методическим аспектам геологических, геофизических и геохимических работ; систематизация и публикация обоснованных материалов по новым геологическим концепциям и методам, нетрадиционным источникам и трудноизвлекаемым запасам углеводородного сырья с охватом не только отечественных, но и зарубежных достижений, особенно в тех случаях, когда это представляет интерес для заимствования успешных новаций; содействие продвижению актуальных направлений исследований и публикаций молодых талантливых авторов на страницах журнала.

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: sec@vniigni.ru

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: vipetersilie@mail.ru

Зам. главного редактора

Мельников П.Н.

Кандидат геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: melnikov@vniigni.ru

Зам. главного редактора

Соловьев А.В.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: soloviev@vniigni.ru

Афанасенков А.П.

Доктор геолого-минералогических наук,
АО «Росгеология»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: info@rusgeology.ru

Богоявленский В.И.

Доктор технических наук,
член-корреспондент РАН,
ИПНГ РАН, Москва, Российская Федерация
e-mail: geo.ecology17@gmail.com

Высоцкий В.И.

Кандидат геолого-минералогических наук,
АО «Зарубежгеология»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: vlad.vysotsky@vzg.ru

Габриелянц Г.А.

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор,
президент НТКФ «Геосервис»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: gabrigeo@mail.ru

Гогоненков Г.Н.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: dogonenkov@vniigni.ru

Григорьев М.Н.

Кандидат геолого-минералогических наук,
Геологический консультационный центр
«Гекон»,
Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: mgrigoriev@gecon.ru

Грунис Е.Б.

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: Grunis@vniigni.ru

Дахнова М.В.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: dakhnova@vniigni.ru

Пороскун В.И.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: poroskun@vniigni.ru

Прищепа О.М.

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор,
Санкт-Петербургский
горный университет,
Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: prischepa_ot@pers.spmi.ru

Сен-Жермес М.Л.

Доктор геолого-минералогических наук,
ООО «Бейсип-ГеоТехнологии»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: info.moscow@beicip.com

Сидоренко Св.А.

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор,
ИПНГ РАН, Москва, Российская Федерация
e-mail: sidorenko@ipng.ru

Скоробогатов В.А.

Доктор геолого-минералогических наук,
Центр «Газовые ресурсы»,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: v_skorobogatov@vniigaz.gazprom

Ступакова А.В.

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор,
МГУ имени М.В. Ломоносова,
Москва, Российская Федерация
e-mail: ansto@geol.msu.ru

Фортунатова Н.К.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: info@vniigni.ru

Шиманский В.В.

Доктор геолого-минералогических наук,
АО «Геологоразведка»,
Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: geo@geolraz.com

Эпов М.И.

Доктор технических наук, академик РАН,
ИНГГ СО РАН,
Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: EprovMI@ipgg.sbras.ru

Бабашева М.Н. (Казахстан)

Кандидат технических наук,
ТОО «Timal Construction Group»,
Атырау, Казахстан
e-mail: info@timal.kz

Восков Д. (Нидерланды)

Профессор Делфтского
технического университета,
отделение Геологических и инженерно-
технических наук,
Делфт, Нидерланды
e-mail: D.V.Voskov@tudelft.nl

Ужкенов Б.С. (Казахстан)

Доктор геолого-минералогических наук,
ОО «Академия минеральных ресурсов РК»,
ОО «Казахстанское геологическое
общество «КазГЕО»,
Алма-Ата, Казахстан
e-mail: amr_rk@mail.ru

Scientific-technical journal "Russian Oil and Gas Geology" ("Geologiya Nefti i Gaza") is included in the "List of peer-reviewed scientific publications, where the major scientific results of dissertations for academic degree of Candidate of Sciences and for academic degree of Doctor of Sciences should be published" of the Higher Attestation Commission of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation. Articles in "Russian Oil and Gas Geology" ("Geologiya Nefti i Gaza") are indexed by several systems: Russian Scientific Citation Index, Scopus, GEOBASE, GeoRef, Russian Science Citation. Index on Web of Science, Ulrich's Periodicals Directory, Library of Congress, WorldCat.

Mission of "Russian Oil and Gas Geology" ("Geologiya Nefti i Gaza"): publishing new scientific findings and practical results of fundamental investigations and applied research on topical problems of oil and gas geology, and extending information sharing between petroleum geologists of various agencies and authorities — the Ministry of Natural Resources and Ecology, Rosnedra, the Russian Academy of Sciences, geological universities and faculties, subsoil user and service companies, and other Russian and foreign organizations of other forms of ownership.

Objectives of the journal: collection, systematization, and publishing of the up-to-date materials covering all the stages of petroleum exploration — theoretical works, regional exploration activities and also prospecting affairs, and to a limited extent — oil and gas field operation issues; publishing special issues devoted to the major problems of fundamental investigations in the following areas: prediction of oil and gas occurrence with substantiation of new trends in oil and gas exploration, stratigraphy, lithofacies zoning and sedimentology modelling of petroleum paleobasins, tectonic zoning, updating of quantitative and geoeconomic assessment of resource potential, methodological aspects of geological, geophysical, and geochemical works; systematization and publishing the reasonable papers on new geological concepts and methodologies, unconventional hydrocarbon sources and difficult-to-recover hydrocarbon resources, which cover not only Russian, but also foreign achievements, especially in the cases where it is interesting to adopt the successful innovations; assistance in promotion of investigations of topical interest, and publishing papers of young talented authors.

Publication frequency 6 issues per year.

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey I. Varlamov,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: sec@vnigni.ru

Deputy Editor in Chief

Viktor I. Petersilie,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: vipetersilie@mail.ru

Deputy Editor in Chief

Pavel N. Melnikov,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: melnikov@vnigni.ru

Deputy Editor in Chief

Aleksei V. Solov'ev,

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: soloviev@vnigni.ru

Aleksandr P. Afanasenkov,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
JSC "Rusgeology",
Moscow, Russian Federation
e-mail: info@rusgeology.ru

Vasily I. Bogoyavlensky,

Doctor of Technical Science, Corresponding Member
of Russian Academy of Sciences, IPNG RAS,
Moscow, Russian Federation
e-mail: geo.ecology17@gmail.com

Marina V. Dakhnova,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: dakhnova@vnigni.ru

Mikhail I. Epov,

Doctor of Technical Sciences,
Member of Russian Academy of Sciences,
IPGG SB RAS,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: EpovMI@ipgg.sbras.ru

Natalia K. Fortunatova,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: info@vnigni.ru

Grigoriy A. Gabrielyants,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Geoservis,
Moscow, Russian Federation
e-mail: gabrigeo@mail.ru

Georgiy N. Gogonenkov,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: gogonenkov@vnigni.ru

Mikhail N. Grigoryev,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
Geological competence center "Gekon",
St. Petersburg, Russian Federation
e-mail: mgrigoriev@gecon.ru

Evgeniy B. Grunis,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: Grunis@vnigni.ru

Vladimir I. Poroskun

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: poroskun@vnigni.ru

Oleg M. Prishchepa,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Saint-Petersburg Mining University,
St. Petersburg, Russian Federation
e-mail: prischepa_om@pers.spmi.ru

Mariya L. Saint-Germes,

PhD in Geological and Mineralogical sciences,
Beicip-GeoTechnologies,
Moscow, Russian Federation
e-mail: info.moscow@beicip.com

Vladimir V. Shimanskiy,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
Geologorazvedka,
St. Petersburg, Russian Federation
e-mail: geo@geolraz.com

Svetlana A. Sidorenko,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Russian Academy of Sciences,
Moscow, Russian Federation
e-mail: sidorenko@ipng.ru

Viktor A. Skorobogatov,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
"Gas resources" center, Gazprom VNIIGAZ,
Moscow, Russian Federation
e-mail: v_skorobogatov@vniigaz.gazprom

Antonina V. Stoupakova,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Lomonosov Moscow State University,
Moscow, Russian Federation
e-mail: ansto@geol.msu.ru

Vladimir I. Vysotskiy,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
Zarubezhgeologiya,
Moscow, Russian Federation
e-mail: vlad.vysotsky@vzg.ru

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

Candidate of Technical Sciences,
Timal Construction Group,
Atyrau, Kazakhstan
e-mail: info@timal.kz

Bulat Uzhkenov (Kazakhstan),

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
Academy of Mineral Resources
of Republic of Kazakhstan,
Kazakhstan Geological Society "KazGeo",
Alma-Ata, Kazakhstan
e-mail: amr_rk@mail.ru

Denis Voskov (Netherlands),

Delft University of Technology
(Technische Universiteit Delft),
Department of Geoscience & Engineering,
Delft, Netherlands
e-mail: D.V.Voskov@tudelft.nl



СОДЕРЖАНИЕ

**МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

5

Обрядчиков О.С. История геологического развития юго-востока Восточно-Европейской платформы в связи с дальнейшими поисками скоплений углеводородов

19

Сокулина К.Б., Войтович С.Е., Попова П.Ф., Хуснуллина Г.Ф., Сивожелезов Е.В. Выявление перспективных объектов в сложных геолого-геофизических условиях соляно-купольной тектоники Прикаспийской впадины

33

Савинова Т.В., Костарева К.В., Макиев Т.Т. Вариант стратификации вендских отложений Прикамья для решения задач нефтяной геологии

**ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ
И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УВ**

41

Чистякова Н.Ф., Немова В.Д., Субботин М.Д. Деформационно-прочностные характеристики пород баженовской свиты Западной Сибири

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

57

Можегова С.В., Пайзанская И.Л., Герасимов Р.С., Алферова А.А., Кравченко Е.М. Изучение кинетики преобразования органического вещества пород методом пиролитической газовой хроматографии

69

Ярославцева Е.С., Парфенова Т.М., Конторович А.Э., Бурштейн Л.М. Распределение органического углерода в породах куонамского комплекса (кембрий Сибирской платформы)

ДИСКУССИИ

79

Ивлев А.А. Гипотезы двух основных путей образования углеводородных скоплений

**CONTENTS****METHODOLOGY OF PROSPECTING
AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS**

5

Obryadchikov O.S. South-western part of East European Platform: history of geological evolution in the context of further prospecting for hydrocarbon accumulations

19

Sokulina K.B., Voitovich S.E., Popova P.F., Khusnullina G.F., Sivozhelezov E.V. Salt dome tectonics in Caspian Basin: identification of exploration targets in complicated geological and geophysical conditions

33

Savinova T.V., Kostareva K.V., Makiev T.T. Option for stratigraphy of Vendian deposits in Kama Region for the purposes of petroleum geology

**HC HARD-TO-RECOVER RESERVES
AND UNCONVENTIONAL SOURCES**

41

Chistyakova N.F., Nemova V.D., Subbotin M.D. West Siberian Bazhenov rocks: deformation behaviour and strength properties

GEOCHEMICAL SURVEYS

57

Mozhegova S.V., Paizanskaya I.L., Gerasimov R.S., Alferova A.A., Kravchenko E.M. Study of Organic Matter thermal decomposition kinetics using pyro-GC method

69

Yaroslavtseva E.S., Parfenova T.M., Kontorovich A.E., Burshtein L.M. Organic carbon distribution in the Kuonamka formation (Cambrian of Siberian platform)

DISCUSSIONS

79

Ivlev A.A. Hydrocarbon accumulations: hypothesis of two main formation ways

УДК 551.241

DOI 10.47148/0016-7894-2024-4-5-17

История геологического развития юго-востока Восточно-Европейской платформы в связи с дальнейшими поисками скоплений углеводородов

© 2024 г. | О.С. Обрядчиков

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; osobr19@yandex.ru

Поступила 20.07.2023 г.

Доработана 11.09.2023 г.

Принята к печати 30.08.2023 г.

Ключевые слова: юго-восток Восточно-Европейской платформы; Прикаспийская впадина; история геологического развития; перспективы нефтегазоносности.

Аннотация: Предложены аргументы в пользу отсоединения в рифее юго-восточной части Восточно-Европейской платформы, включающей Прикаспийскую впадину, Скифскую и Туранскую плиты, и рассмотрена история развития Прикаспийской впадины и ее южного обрамления. Выделены основные этапы формирования современной структуры. Предложена схема отчленения юго-восточной части Восточно-Европейской платформы и выделены основные этапы ее геологического развития. К важнейшим из них относятся — погружение Прикаспийской впадины в середине башкирского века, правосторонний сдвиг Скифско-Туранской плиты, ее раскол на границе палеозойской и мезозойской эр с левосторонним смещением туранской части. Анализ истории их геодинамического взаимодействия опровергает сложившиеся представления о строении и происхождении структур Большого Донбасса, кряжа Карпинского и Мангышлакской горной системы, их объединение в единую геодинамическую структуру в связи с различным временем и генезисом их образования. В качестве основного направления поиска новых скоплений УВ предлагаются терригенные отложения карбона, мощности которых возрастают за карбонатными уступами, объекты типа Акжар-Восточный, а также неантиклинальные и комбинированные ловушки в мезозой-кайнозойском разрезе.

Для цитирования: Обрядчиков О.С. История геологического развития юго-востока Восточно-Европейской платформы в связи с дальнейшими поисками скоплений углеводородов // Геология нефти и газа. — 2024. — № 4. — С. 5–17. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-4-5-17.

South-western part of East European Platform: history of geological evolution in the context of further prospecting for hydrocarbon accumulations

© 2024 | O.S. Obryadchikov

National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; osobr19@yandex.ru

Received 20.07.2023

Revised 11.09.2023

Accepted for publication 30.08.2023

Key words: south-western part of East European Platform; Caspian Basin; history of geological evolution; petroleum potential.

Abstract: The authors present the arguments in favour of Riphean isolation of south-eastern part of East European Platform including Scythian and Turanian plates. They discuss evolution history of the Caspian Basin and its southern neighbourhood. The main stages of the modern structure are identified. Scheme of detachment of the south-eastern part of the East European Platform is proposed and main stages of its geological evolution are identified. The major stages are: subsidence of the Caspian Basin in Middle Bashkirian; right-lateral shifting of Scythian-Turanian plate; its splitting at Palaeozoic-to-Mesozoic transition with left-lateral shifting of the Turanian part. Analysis of their geodynamic interaction history overthrows the existing ideas of structure and origin of Greater Donbass, Karpinsky Ridge, and Mangyshlak mountain system, as well as their consolidation into a single geodynamic structure due to different time and genesis of their formation. As a main focus areas of prospecting for new HC accumulations, the authors propose the terrigenous Carboniferous deposits having thickness increasing behind carbonate benches, Akzhar-Vostochny-type objects, as well as non-anticlinal and combination traps in Mesozoic-Cenozoic section.

For citation: Obryadchikov O.S. South-western part of East European Platform: history of geological evolution in the context of further prospecting for hydrocarbon accumulations. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(4):5–17. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-4-5-17. In Russ.

Тектоника юго-востока Восточно-Европейской платформы

Среди большинства специалистов, изучающих геологическое строение юго-восточного обрамления Восточно-Европейской платформы, сложилось представление о существовании тектонического единства структур Большого Донбасса, погребенного кряжа Карпинского и Мангышлакской горной

системы [1–4]. Имелись также отдельные аргументированные высказывания, согласно которым Мангышлакская горная система не имеет продолжения на северо-запад [5, 6]. В последних изданных тектонических картах и монографиях Большой Донбасс относят к структурам герцинской эпохи тектогенеза [2, 7–9]. Согласно исследованиям В.С. Журавлева (1972), Ю.А. Воложа и Т.Н. Херасковой (2008,

2012, 2015), время образования Прикаспийской впадины связывается с событиями байкальско-го (кадомского) времени, а зарождение структур Большого Донбасса, кряжа Карпинского и Мангышлака — с раннедевонской деструкцией Скифской плиты, объединяющей Северное Предкавказье, весь юго-восток Прикаспийской впадины и территорию Устюрта. Южную границу Прикаспийской впадины обычно проводят по ее сочленению с кряжем Карпинского и Северным Устюртом. Присутствие и происхождение полосы с субокеаническим строением коры у большинства геологов не находят объяснения, а Ю.А. Волож и др. [10, 11] даже включают ее в состав древней Восточно-Европейской платформы, считая территорию к югу и востоку¹ от нее результатом байкальской складчатости.

Большой Донбасс всегда рассматривался как часть Днепровско-Донецкой впадины, хотя на тектонических картах его относили к герцинидам. Во франском веке бассейн Днепровско-Донецкой впадины был относительно глубоководным и открывался на юго-востоке к океану. Ширина его на юго-востоке достигала 150–200 км. К началу фаменского века сближение Ростовского и Воронежского выступов фундамента создало на Донбассе складчатую зону, которая изолировала остальную часть Днепровско-Донецкого бассейна и сделала его замкнутым и изолированным при глубинах не менее нескольких сот метров, превратив одновременно в бассейн соленакопления. В дальнейшем соль фаменского яруса принимала участие в образовании соляно-купольных структур в Днепровско-Донецкой впадине.

В центральной части Прикаспийской впадины сейсморазведочными работами КМПВ и ГСЗ было установлено отсутствие гранитной составляющей в составе фундамента. Не приводя объяснения причины появления безгранитной коры, сотрудники ГИН АН РФ территорию Скифской плиты трактуют по-разному. На одних картах ее ограничивают Восточно-Прикаспийским блоком [10, 11], на других [12] границу проводят через Соль-Илецкий блок. Центральную-Прикаспийскую зону приподнятого залегания фундамента те же авторы принимают за покровно-складчатую область [11], основываясь на авторской (нельзя признать за достоверную) интерпретации региональных сейсмических профилей, пересекающих Соль-Илецкий блок.

Этапы геологического развития юго-востока Восточно-Европейской платформы

Рассмотрим историю становления Прикаспийской впадины (рис. 1). Восточные края Ростовского выступа и Воронежской антеклизы позволяют предполагать, что здесь произошел раскол континента и смещение его юго-восточной части на расстояние 100–120 км. Примерно настолько же

она отделилась и от Волго-Уральской антеклизы. Соответственно, отчленившийся элемент древнего континента имел платформенный тип строения консолидированной коры. Между ним и остальной Восточно-Европейской платформой возникла территория с субокеаническим типом строения земной коры, что зафиксировано материалами сейсморазведки КМПВ и ГСЗ. Очевидно, смещившаяся часть континента в палеозое разделилась на два крупных блока: Восточно-Прикаспийский (по Ю.А. Воложу), а также Скифско-Туранский, объединяющий современную территорию Предкавказья и Северного Устюрта. Восточнее и южнее по окраинам блоков в раннем палеозое находились древние океаны — Палеоуральский и Палеотетис. Восточнее отколовшегося юго-восточного края Восточно-Европейской платформы в раннем палеозое располагалась Мугоджарская орогенная область, с которой на территорию востока и юго-востока Прикаспийской впадины в большом объеме поступал обломочный материал. В это время транспортировка обломочных пород по территории Восточно-Европейской платформы происходила с запада, со стороны Карело-Финского щита, на восток к Палеоуральскому океану [13].

В пределах Восточно-Прикаспийского блока выделяется Астраханско-Актюбинская зона современного приподнятого залегания фундамента. Одни исследователи представляют ее как длительно существовавший морфологически выраженный элемент или как орогенное сооружение [10–12]. Его современное относительно высокое положение более правильным было бы объяснять за счет опускания восточных и южных краев блока под массой мощных терригенных комплексов девона и нижнего карбона [14].

Скифско-Туранский блок был, очевидно, также расчленен. Девонские отложения, вскрытые скважинами Жанасу-1, 10, которые многие исследователи причисляли к миогеосинклинальному типу ([15] и др.), скорее являются образованиями, снесенными с мугоджарского орогена, а особенности их современного залегания обусловлены последующими тектоническими событиями.

По крайней мере, с девона и даже ранее Прикаспийская впадина развивалась как отрицательный структурный элемент. Девонские и каменноугольные отложения на юге Прикаспийской впадины, вскрытые глубокими скважинами, представлены обычными глинистыми и карбонатными породами, которые не свидетельствуют о существовании в это время южнее значительных поставщиков обломочного материала. Вскрытые в скв. Акжар-Восточный-Г-5 андезиты (интервал 5838–5843 м) перекрыты темными аргиллитами и органогенными девонскими известняками. Это позволяет принять данную глубинную структуру за небольшой блок, претерпевший инверсию в девоне, что аналогично наблюдаемому на Чинаревском и Карачаганакском участках Прикаспийской впадины.

¹Здесь и далее ориентация дается относительно современной системы координат.

В среднем девоне потоки терригенного материала переносились с возвышенных участков Воронежского и Котельнического выступов в направлении Центрально-Прикаспийской депрессии и Уральского палеоокеана. С расположенного восточнее Прикаспийской впадины мугоджарского орогенного сооружения большие объемы обломочного материала поступали на восточную и южную части Восточно-Прикаспийского блока, которые под их массой испытывали прогибание. Северо-восточная енебекская часть Восточно-Прикаспийского блока оказалась в относительно мелководной части бассейна, и здесь одновременно с поступлением на сопредельную территорию обломочного материала происходило формирование атоллоподобного карбонатного Темирского массива. Морфологически приподнятые участки в девонском бассейне существовали в районе Кашаганской, Приморской и Южной площадей, а также в Каракульско-Смушковско-Астраханской зоне. Здесь предположительно выделяются приподнятые блоки фундамента Скифско-Туранской плиты: Ставропольско-Астраханский и Карабогаз-Атырауский. В девонском бассейне на их продолжениях, как наиболее приподнятых участках, возникли карбонатные платформы и отдельные рифогенные постройки. Это объясняет природу появления уникальных атоллоподобных карбонатных массивов — Астраханского, Приморского, Кашаганского, Тенгизского и др.

В периоды карбонатной седиментации на юго-восточном склоне Воронежского выступа и на юге Волго-Уральской антеклизы на границе с Прикаспийской впадиной в связи со сменой мелководных отложений на их маломощные глинисто-карбонатные относительно глубоководные аналоги, карбонатные платформы образовывали уступы.

В раннефранском веке доминировали усилия растяжения, которые привели в Волго-Уральском регионе к появлению «девонских грабенообразных прогибов», вытянутых субпараллельно восточному краю Восточно-Европейской платформы и компенсированных кыновскими терригенными отложениями. Со среднефранского времени началось образование Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов и происходила карбонатная седиментация, продолжавшаяся почти без перерыва до турнейского века (см. рис. В, С). Предполагается, что происхождение Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов было связано с выпадением в начале среднефранского времени в Мелекесской впадине пепловых осадков, перенесенных на расстояние более 800 км предположительно со стороны Магнитогорской островной вулканической дуги, и их последующей транспортировкой водной массой в сторону Уральского палеоокеана по пониженным участкам рельефа морского дна [16]. За пределами этих замутненных потоков шла мелководная карбонатная седиментация, которая была невозможной при непрозрачности мигрирующих за-

иленных вод, где осаждались лишь маломощные глинисто-карбонатные осадки. При этом наблюдалось повышение концентрации кремнезема и, как следствие, распространение кремнеорганики, что значительно увеличило содержание $C_{орг}$ в осадках. В течение средне- и позднефранского века на востоке Восточно-Европейской платформы происходили инверсионные подъемы отдельных блоков фундамента, что изменяло палеобатиметрию в бассейне осадконакопления, расширяя территории мелководной карбонатной седиментации или образовывая локально-возвышенные участки, подвергавшиеся размыву (например, Оренбургский вал). А на восточную и южную окраины Прикаспийской впадины со стороны Мугоджар в большом объеме поступал обломочный материал, который, однако, не мешал карбонатной седиментации на возвышавшихся западнее в рельефе морского дна карбонатных атоллоподобных массивах (Темирском, Астраханском, Кашаганском, Тенгизском и др.). В это время существенного сноса терригенных осадков с юга не происходило.

К концу турнейского века глубины бассейна Прикаспийской впадины увеличились, но расширилась площадь палеомелководья (см. рис. 1 D). Карбонатные уступы сместились ближе к центру акватории, которая на юге и северо-востоке была связана с океанами Палеотетис и Палеоуральским. Относительно мелководные участки существовали в районе Кашаганско-Тенгизской зоны, Астрахани и южнее, а также над инверсионно-приподнятыми блоками Южно-Плодовитинским, Карасальским и Карачаганакским предположительно с развитыми в их пределах органогенными атоллоподобными карбонатными массивами. В ранне- и средневизейское время в бассейн поступал терригенный материал с Воронежского и Токманского выступов, формируя на западе и севере Прикаспийской впадины клиноформное заполнение за турнейским карбонатным уступом (см. рис. 1 E). В частности, были заполнены: прогиб, отделявший Южно-Плодовитенский карбонатный массив от расположенной западнее карбонатной платформы, и Погодаево-Остафьевская депрессия к северу от Уральска, а также компенсированы Камско-Кинельская система некомпенсированных прогибов и Камелик-Чаганский прогиб. Это увеличило площадь палеомелководья и расширило территорию для мелководной карбонатной седиментации в поздневизейско-раннебашкирское время (см. рис. 1 F). Появление терригенных отложений тульского горизонта и артинского яруса на вершинах турнейских атоллоподобных карбонатных массивов можно объяснить только переносом их воздушным путем. Это — туфоаргиллитовые осадки, выброшенные в атмосферу извергавшимися вулканами островных дуг окружающих океанов.

К середине башкирского века глубина моря в Прикаспийской впадине увеличилась еще почти на 500 м. Высоты атоллоподобных карбонатных построек достигли 900–1000 м. Верхневизейско-ниж-



Рис. 1. Схема истории развития юго-восточной окраины Восточно-Европейской платформы (составил О.С. Обрядчиков)
Fig. 1. Scheme of evolution history of south-eastern margin of the East European Platform (compiled by O.S. Obryadchikov)

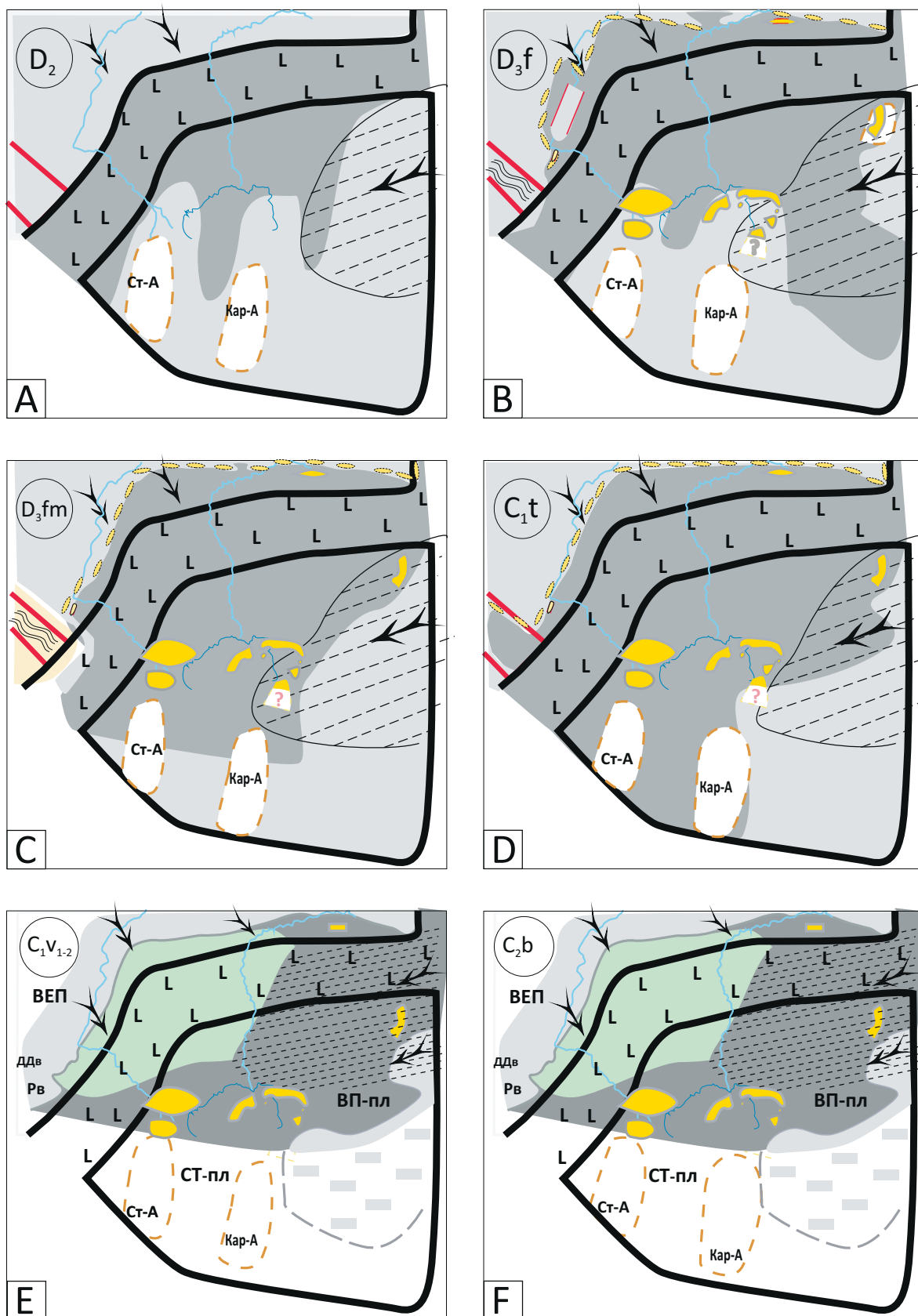
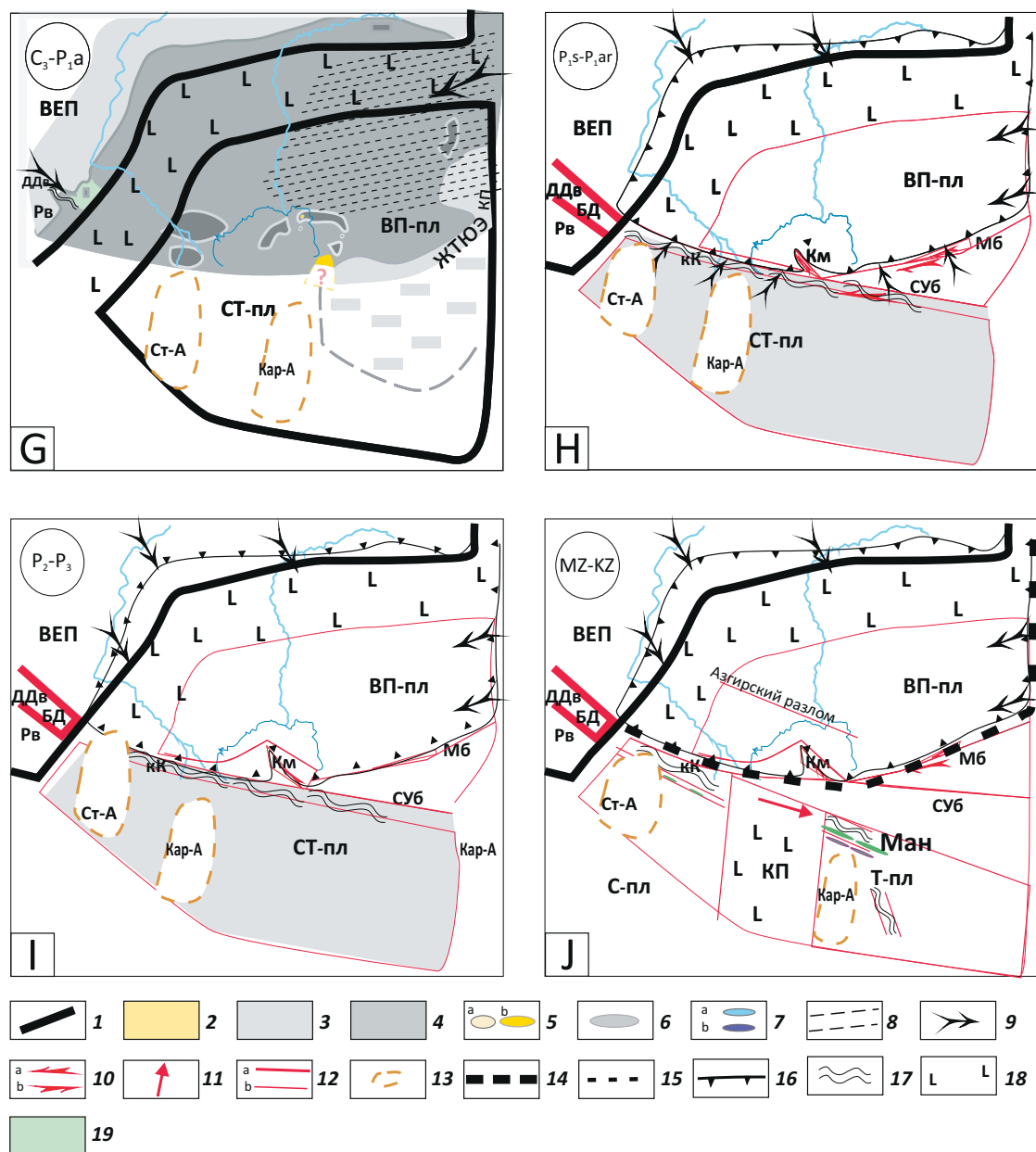


Рис. 1., продолжение

Fig. 1, cont.



Усл. обозначения к рис. 1, окончание

Legend for Fig.1, end.

1 — boundaries of East European Platform and its detached south-eastern part; 2 — land or extremely shallow water; **paleo-bathymetry depositional setting** (3, 4): 3 — relatively shallow-water, 4 — great depths; 5 — carbonate organic buildups (a — barrier reefs, b — carbonate massifs and atoll-like structures); 6 — carbonate massifs and atoll-like structures with tops lying below the level of shallow-water carbonate sedimentation; 7 — Triassic reef buildups and oil fields associated with them (a) and oil fields in the folds of Triassic and Jurassic deposits of Southern Mangyshlak formed because of destruction of accumulations in Triassic reef massifs (b); 8 — transportation of terrigenous mass; 9 — direction of sediment transportation; 10 — strike-slip faults (a — right, b — left); 11 — direction of the Turanian plate displacement; 12 — faults (a — large, b — small); 13 — zones of supposed upstanding of crystalline Basement; 14 — options for the south-eastern boundary of East European Platform; 15 — boundary of Caspian Basin; 16 — fold structures; 17 — territory with suboceanic basement; 18 — zone of supposed absence of granite layer in the basement; 19 — area of distribution of terrigenous Lower and Middle Carboniferous deposits.

ВЕР — East European Platform, **Р** — Rostovsky salient, **СТ-пл** — Scythian-Turanian plate, **С-пл** — Scythian plate, **ВП-пл** — East Caspian plate, **КК** — Karpinsky ridge, **Км** — Kalamkas-sea, **СУБ** — North Ustyurtsky block, **МБ** — Mynsualmassky block.

Positive structural zones: **Ст-А** — Stavropol'sky-Astrakhansky, **К-А** — Karabogaz-Atyrausky, **ДДВ** — Dneprovsky-Donetsky depression, **БД** — Greater Donbass, **Ман** — Manglyshak, **КП** — Caspian plate.

Atoll-like carbonate massifs: **К-С** — Krasnokhyduksky-Smushkovsky, **Ас** — Astrakhansky, **Каш** — Kashagansky, **Пр** — Primorsky, **Кор** — Korolevsky, **Тен** — Tengizsky, **Кар** — Karachaganaksky, **Тем** — Temirsky

небашкирская карбонатная платформа захватила восток и юго-восток Прикаспийской впадины, включая Северный Устюрт и прилегающую часть пенеценизированного Мугоджарья. Прекращение роста атоллоподобных карбонатных массивов, крупной Астраханской карбонатной банки со второй половины башкирского века можно объяснить лишь опусканием центральных и южных районов Прикаспийской впадины с погружением их вершин ниже уровня мелководной карбонатной седиментации (см. рис. 1 G).

Большой Донбасс в турнейский век, по мнению автора статьи, В.Г. Кузнецова и др. [17, 18], был депрессией с обрамлением из цепочки барьерных рифов, прослеженных здесь от западного борта Прикаспийской впадины. В это время кряжа Карпинского не существовало. Затем в течение почти всего каменноугольного периода через Днепровско-Донецкую впадину шел поток терригенных осадков, временами осаждались известняки, отлагавшиеся в крайне мелководных условиях, а в пределах Большого Донбасса происходило накопление мощных угольных пластов. Восточнее бассейн был более глубоководным, и в разрезе преобладали глинистые отложения (см. рис. 1 D—G).

В середине башкирского века центральные районы Прикаспийской впадины испытали погружение, в связи с чем вершины атоллоподобных карбонатных массивов оказались ниже уровня мелководной карбонатной седиментации. В результате прекратилась карбонатная седиментация на Тенгизском, Кашаганском, Приморском, Карачаганакском и др. атоллоподобных карбонатных массивах. Отсутствие в их разрезе верхнебашкирских осадков московского яруса верхнего карбона и нижнепермских карбонатных отложений, присутствующих на прилегающих карбонатных платформах, никак не может быть связано с их размывом, поскольку не установлено следов эрозии нижнебашкирской поверхности.

В московский век на западе Прикаспийской впадины начался вынос песчано-глинистых осадков. Их мощность за нижнебашкирским карбонатным уступом бортовых зон Прикаспийской впадины местами превышала 1000 м. Затем, включительно до артинского века ранней перми, шла карбонатная седиментация, увеличившая высоту карбонатного уступа еще более чем на 500 м, а максимальная глубина бассейна в центральных районах Прикаспийской впадины превысила 1,5–2 км. В конце каменноугольной эпохи движение Ростовского выступа на север привело к очередному смятию накопленных в Донбассе осадков, надвиганию их на южный склон Воронежского массива и перекрытию связи с океаном относительно мелководного бассейна в оставшейся части Днепровско-Донецкой впадины. Возникшие на Донбассе орогенные сооружения послужили источником сноса большого объема обломочных осадков на юго-запад Прикаспийской впадины. Севернее вдоль западного борта они неизвестны, и весь разрез верхнекаменноугольных отложений здесь представлен исключительно мелководной карбонатной формацией (см. рис. 1 G).

В изолированном бассейне на территории Днепровско-Донецкой впадины в ассельском — начале сакмарского веков происходило накопление эвапоритов (солей и ангидритов) в относительно мелководных условиях, что не позволило им активно участвовать в формировании соляно-купольных структур. Поэтому возникновение складчатости Большого Донбасса объясняется перемещением Ростовского выступа на север.

На границе позднего карбона и ассельского века в пределах западной периферии Приморского атоллоподобного карбонатного массива (участок Кайран) выпало более 30 м туфоаргиллитовых осадков, что создало благоприятные условия для начала мелководной карбонатной седиментации. В дальнейшем здесь образовалась ассельско-сакмарская рифогенная постройка высотой более 700 м.

Аналогичная надстройка на Карачаганакском атоллоподобном карбонатном массиве возникла после подъема на границе карбона и ранней перми всего северо-восточного угла Прикаспийской впадины, в результате которого его вершина оказалась выше уровня мелководной карбонатной седиментации. К концу артинского века карбонатная рифогенная надстройка на Карачаганакском атоллоподобном карбонатном массиве имела высоту около 900 м.

Конец сакмарского века ознаменовался правосторонним сдвигом Скифско-Туранской плиты в западном направлении. Была полностью перекрыта существовавшая до этого связь бассейна Прикаспийской впадины с океаном Палеотетис. На границе и вблизи ее образовались антиклинальные складки сдвигового типа (смушковская, ашунская). В процесс перемещения Скифско-Туранской плиты были вовлечены сопряженные с ними мини-блоки. Их перемещение было определено по объему обломочной массы, поступавшей на территорию Прикаспийской впадины. Отнесение даже части этих осадков к отложениям среднего – верхнего карбона [19] следует признать ошибочным, поскольку при происходившей на юго-востоке Прикаспийской впадины карбонатной седиментации не мог существовать источник сноса, а определенная микрофауна была, по-видимому, переотложена в артинском веке. Восточнее меридиана структуры Тортай мощность артинских осадков вблизи Южно-Эмбинского поднятия ничтожно мала, а к западу она резко увеличивается до 1000 м и более, предопределяя правосторонний сдвиг Скифско-Туранской плиты, северная часть которой стала источником сноса артинских отложений. Обнаруженные в выносимых обломках фаунистические осадки каменноугольного периода дали основание для появления идей о существовании на Южно-Эмбинском поднятии конусов выноса в периоды карбонатной седиментации [10, 12, 18]. Однако они являются доказательством их переотложения в результате размыва в артинском веке [20]. Западнее мощного выноса артинского обломочного материала у северо-западного склона Южно-Эмбинского поднятия и несколько севернее п-ова Бузачи наблюдается его некоторое сокращение, а затем вновь увеличение далее к западу. Особенно заметное возрастание объема поступающих осадков зафиксировано на Астраханском участке южного борта Прикаспийской впадины. Артинские обломочные осадки, заполнив Северо-Каракульский прогиб, более чем полуторакилометровой толщей перекрыли южную часть Астраханского карбонатного массива. Далее их мощность составляет около 100 м в его центральной части, сокращаясь до 60 м у северного края массива и вновь увеличиваясь за его границей до 500 м и более. Именно с преартинским временем следует связывать образование кряжа Карпинского. Отметим интересный структурный элемент в центральной части Северного Каспия — Каламкас-море, который представ-

ляет собой сорванную и перемещенную часть края Южно-Эмбинско-Североустуртской карбонатной платформы, большая часть которой была уничтожена преартинским размывом [14, 20]. Современная модель строения подсолевых отложений в пределах российской части территории Прикаспийской впадины отражена на рис. 2.

Кунгурский бассейн Прикаспийской впадины после перекрытия связи с Мировым океаном через Предуральский прогиб стал замкнутым и при начальной глубине 1500 м и более заполнился солями. Именно нижняя соленосная толща кунгурского яруса слагает ядра соляно-купольных структур [21]. Накопление последующих соленосных слоев происходило в мелководных условиях при конседиментационном погружении бассейна.

Средне-верхнепермские континентальные осадки поступали в Прикаспийскую впадину в основном со стороны Урало-Мугоджарской горной системы (см. рис. 1 I). Под их массой происходило перераспределение соляных образований с формированием первичных соляных массивов. В районе Астрахани, куда верхнепермские осадки не переместились (они не были обнаружены в межкупольных мульдах), толщи соли оставались до начала мезозоя в первичном пластовом залегании.

На границе палеозойской и мезозойской эр геодинамическая обстановка резко изменилась. Произошел раскол Скифско-Туранской плиты и левостороннее смещение ее туранской части в юго-восточном направлении с образованием новой Каспийской плиты рифтогенного типа в пределах современной средней и южной частей акватории Каспия [22]. При этом на юге Прикаспийской впадины изменился региональный наклон пластов (см. рис. 1 J). Если до этого депоцентр осадконакопления располагался в центре Прикаспийской впадины, то с начала триасового периода он сместился на юг в пределы вновь образовавшейся Каспийской плиты.

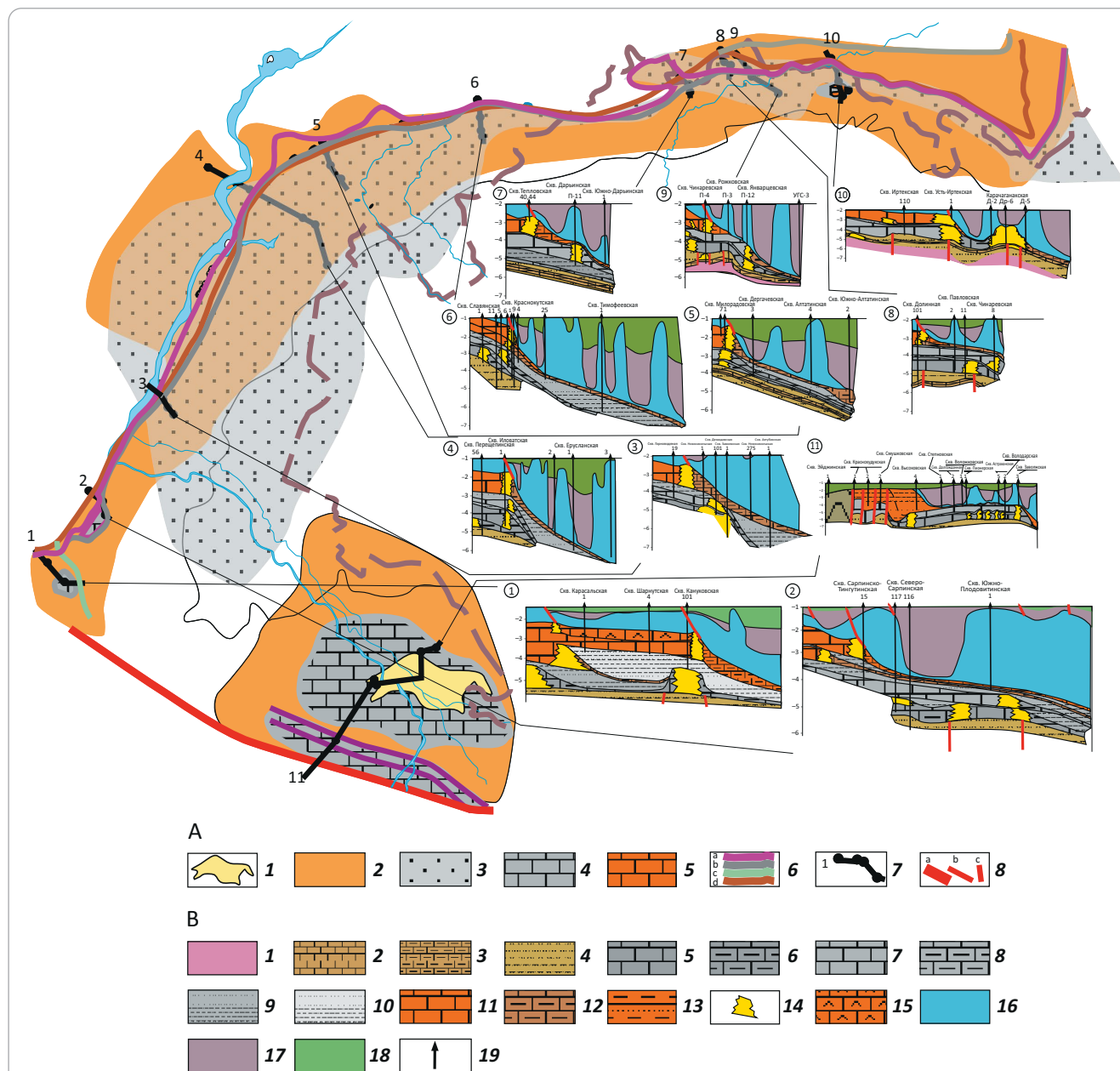
В раннем триасе в результате растяжения возникли грабенообразные прогибы (Маньчский, Мангышлакский), из которых самым широким и довольно глубоким был Мангышлакский. Если северные их края заполнялись сносимыми с севера преимущественно красноцветными осадками, то вблизи южных бортов шло формирование рифогенных построек. На южном склоне Мангышлакского грабена эти сооружения достигали больших размеров по площади и высоте (рис. 3).

Отлагавшиеся в центральных районах в условиях относительного глубоководья глинисто-карбонатные сильнобитуминозные осадки послужили источником УВ для формирования значительных скоплений нефти и газа в рифогенных массивах. Мангышлакский прогиб был заполнен мощными толщами отложений триаса (более 5 км), которые к началу юрского периода полностью компенсировали его.



Рис. 2. Схема строения и профили подсолевых отложений западной (русской) части Прикаспийской впадины (составил О.С. Обрядчиков)

Fig. 2. Structural scheme and cross-lines of subsalt deposits of western (Russian) part of the Caspian Basin (compiled by O.S. Obryadchikov)



Карта: **1** — Астраханское газоконденсатное месторождение; **2** — склоны карбонатных платформ; массивов; **3** — конусы выноса терригенных пород карбона; **карбонатные массивы (4, 5): 4** — D-C, **5** — P₁; **6** — карбонатные уступы (a — D-C₁t, b — C₁b, c — P₁a, d — P₁ar); **7** — линии профилей; **8** — разломы.

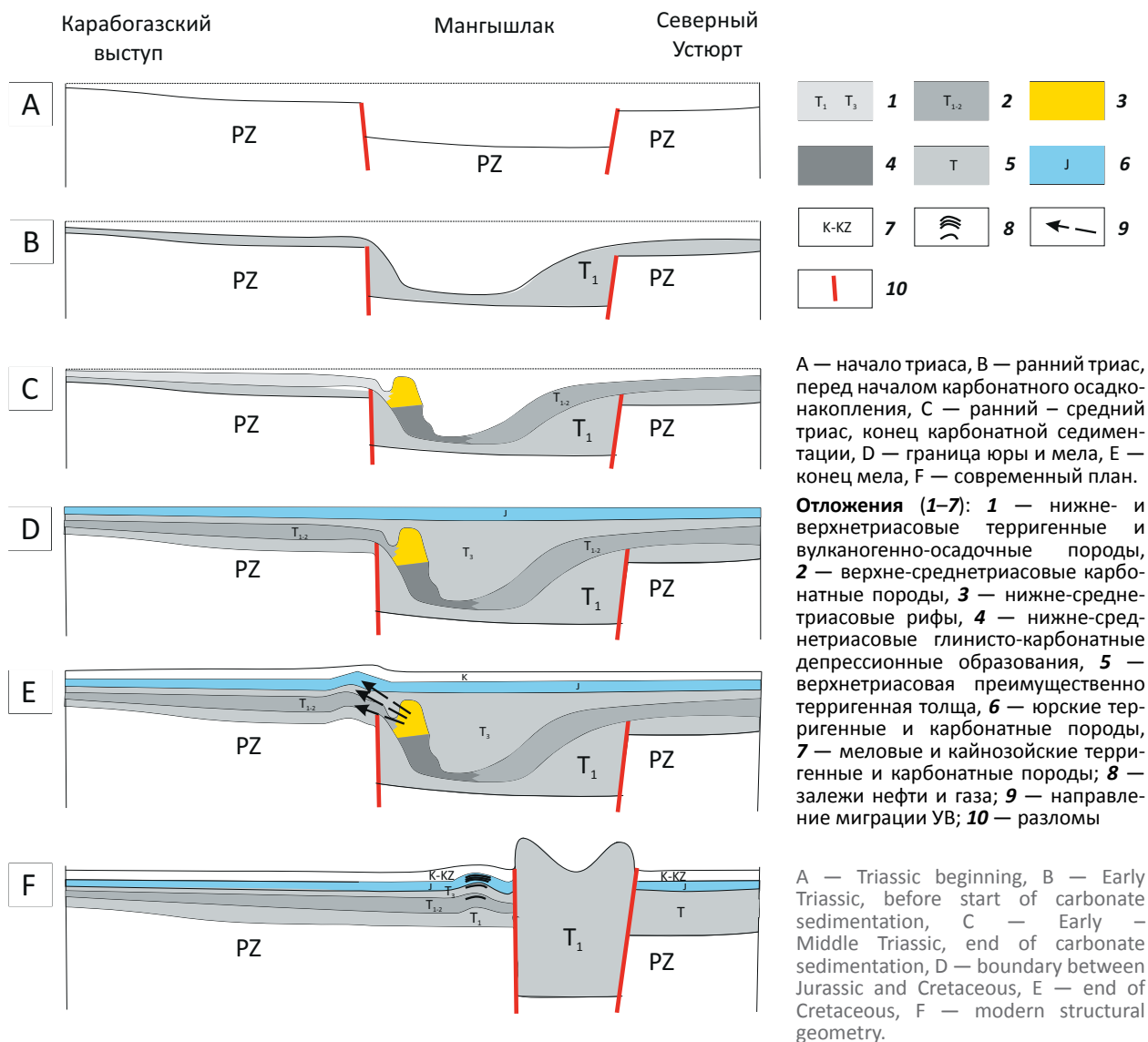
Профили: **1** — фундамент, протерозой; девон (**2-4**): **2** — светлые известняки, **3** — глинистые известняки, **4** — аргиллиты, песчаники; **карбон (5-10): нижний (5, 6): 5** — светлые известняки, **6** — глинистые известняки; **средний (7-9): 7** — светлые известняки, **8** — глинистые известняки, **9** — аргиллиты, песчаники; **10 — верхний (аргиллиты); пермь (11-16): 11** — светлые известняки, **12** — глинистые известняки, **13** — аргиллиты, песчаники, **14** — рифы, **15** — известняки и сульфаты, **16** — соль; **17** — пермотриас; **18** — юра — мел — кайнозой; **19** — скважины

Map: **1** — Astrakhansky gas condensate field; **2** — slopes of carbonate platforms; massifs; **3** — fans of Carboniferous terrigenous rocks; **carbonate massifs (4, 5): 4** — D-C, **5** — P₁; **6** — carbonate benches (a — D-C₁t, b — C₁b, c — P₁a, d — P₁ar); **7** — section lines; **8** — faults.

Cross-sections: **1** — Basement, Proterozoic; **Devonian (2-4): 2** — light-coloured limestone, **3** — argillaceous limestone, **4** — claystone, sandstone; **Carboniferous (5-10): Lower (5, 6): 5** — light-coloured limestone, **6** — argillaceous limestone; **Middle (7-9): 7** — light-coloured limestone, **8** — argillaceous limestone, **9** — claystone, sandstone; **10 — Upper (claystone); Permian (11-16): 11** — light-coloured limestone, **12** — argillaceous limestone, **13** — claystone, sandstone, **14** — reefs, **15** — limestone and sulphate, **16** — salt; **17** — Permian-Triassic; **18** — Jurassic – Cretaceous – Cenozoic; **19** — wells

Рис. 3. История формирования Мангышлакского геоструктурного элемента по профилю Карабогазский свод – Бузачи (составил О.С. Обрядчиков)

Fig. 3. History of Mangyshlasky geostructural element formation, cross-section along Karabogazsky arch – Buzachi line (compiled by O.S. Obryadchikov)



Formations (1–7): 1 — Lower and Upper Triassic terrigenous and igneous-sedimentary rocks, 2 — Upper-Middle Triassic carbonate rocks, 3 — Lower-Middle Triassic reefs, 4 — Lower-Middle Triassic argillaceous-carbonate depression formations, 5 — Upper Triassic mainly terrigenous series, 6 — Jurassic terrigenous and carbonate rocks, 7 — Cretaceous and Cenozoic terrigenous and carbonate rocks; 8 — oil and gas pools; 9 — direction of HC migration; 10 — faults

Тектоника южного обрамления Прикаспийской впадины

Существовавший в течение мезозой-кайнозоя наклон на юг и в сторону Средне-Южно-Каспийской плиты обеспечивал направление и перенос песчано-глинистых осадков по речным руслам и авандельтам юрского бассейна. В меловом периоде и в кайнозойскую эру в результате сжимающих с юга движений формировались первые складки на Туранской плите. Но основные подвижки отмечались в альпийском этапе тектогенеза, когда Мангышлакский грабен сжался до образования орогена.

Нефть и газ из органогенных построек ранне-среднетриасового возраста перераспределились в сформировавшиеся ловушки в триасовых и юрских отложениях, а сами рифогенные сооружения оказались разрушенными и уничтоженными размывом (см. рис. 3). На это косвенно указывает состав нефти с повышенным до 22 % содержанием парафинов, что, как правило, характерно для органики из глинисто-карбонатных депрессионных отложений. Изложенное объясняет историю образования скоплений нефти и газа на Южном Мангышлаке и отвергает привлечение гипотезы глубинного их происхождения.

Следует учитывать, что в мезозой-кайнозой Каспийская плита служила препятствием для двигавшихся на север плит, и кавказская складчатость также имела ограничение с востока [23].

Донбасское орогенное сооружение возникло за счет неоднократных перемещений Ростовского выступа фундамента и сжатия юго-восточной части Днепровско-Донецкого авлакогена древней платформы. Это нельзя связывать ни с байкальским, ни с герцинским этапами тектогенеза. Данный структурный элемент рассматривается как внутриплатформенная складчатость, которая не имеет никакого отношения к образованию кряжа Карпинского и Мангышлака.

Как структурный элемент кряж Карпинского возник при правостороннем сдвиге Скифско-Туранской плиты в преартинское время, т. е. позже основного складкообразования на Донбассе. Продолжение северодонецких надвигов на восток в район Каракульско-Смушковских скважин и Астрахани не находит подтверждения ни по данным пробуренных скважин, ни по материалам сейсмических работ.

Мангышлакское горное сооружение образовалось за счет сжатия бывшего широкого триасового грабенообразного прогиба в древнекиммерийскую (незначительного размера) и преимущественно альпийскую эпохи тектогенеза.

Таким образом, выделение структурной линии Донбасс — кряж Карпинского — Мангышлак является ошибочным. Эти геоструктурные элементы формировались в разное время, геодинамическая причина их появления была различной и поэтому они не могут быть однотипными структурами.

Образование залежей нефти южного Мангышлака произошло за счет ее миграции из разрушенных триасовых рифогенных массивов южного борта Мангышлакского грабенообразного прогиба.

Заключение

Рассмотренная история развития юго-восточного края Восточно-Европейской платформы позволяет по-иному представить строение слагающих его структурных элементов и геодинамику их взаимоотношений. Важнейшими геодинамическими событиями, определившими современный структурный план данной территории, были:

1) средний – поздний протерозой — раскол и отчленение юго-восточного края Восточно-Европейской платформы, в состав которого входили территории современной Прикаспийской впадины, Северное Предкавказье, Северный Каспий и запад Туранской плиты с образованием разделяющей субокеанической полосы шириной 100–120 км, формирование Днепровско-Донецкой впадины, Рязано-Саратовского и других авлакогенов;

2) рифей – ранний палеозой до раннефранского времени включительно — формирование относительно глубоководных и постепенно заполняемых

осадками Днепровско-Донецкой и Прикаспийской впадин;

3) франкий период:

– возникновение так называемых девонских грабенообразных прогибов субуральской ориентации;

– сближение на границе с фаменским временем Ростовского (Азовского) и Воронежского кристаллических массивов с образованием донбасского орогена;

– изоляция относительно глубоководной части бассейна в Днепровско-Донецкой впадине с выпадением эвапоритов, осаднение (на границе раннего и среднефранского веков) на территории Самаро-Казанского Поволжья большой массы туфоаргиллитов и начало формирования Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов;

– инверсионное воздымание (в среднем и позднефранском веках) отдельных блоков фундамента на востоке Восточно-Европейской платформы;

4) середина башкирского века — опускание центральных районов Прикаспийской впадины;

5) предассельское время — новое сближение Ростовского и Воронежского кристаллических массивов и засоление относительно мелководного бассейна в Днепровско-Донецкой впадине;

6) преартинское время — правостороннее смещение Скифско-Туранского блока относительно Прикаспийской впадины с закрытием южной части субокеанической полосы фундамента между Восточно-Европейской платформой и предкавказской частью Скифско-Туранской плиты;

7) граница палеозоя и мезозоя — раскол между Скифской и Туранской плитами с левосторонним смещением Туранской плиты на 100–120 км с формированием новой субокеанической Каспийской плиты на месте современных средней и южной частей акватории Каспия;

8) триас — образование Манычского и Мангышлакского авлакогенных прогибов и их заполнение к концу периода;

9) кайнозой — альпийский тектогенез на Кавказе и смятие мангышлакского грабена, в плиocene сначала — регрессия, а в конце — ингрессия моря на север Каспийской плиты и в Прикаспийскую впадину.

Юго-восточную границу Восточно-Европейской платформы можно проводить в трех вариантах. Согласно первому, она прослеживается по восточному краю Ростовского выступа, далее — по западному и северному бортам Прикаспийской впадины. Во втором предлагается включить в состав Восточно-Европейской платформы Прикаспийскую впадину, а в третьем — отнести к ней также Северное Предкавказье, Средний Каспий и, по крайней мере, западную часть Туранской плиты. Связывать в единый геоструктурный элемент скифско-туранскую часть и Восточно-Прикаспийский блок не позволяет разная история их геологического развития. Южное обрамление Прикаспийской

впадины, изначально имевшее общие черты строения с остальной отколовшейся частью Восточно-Европейской платформы, в дальнейшем подвергалось внешним воздействиям и имеет более сложную геодинамическую историю. Следует учитывать, что в мезозой-кайнозой Каспийская плита служила препятствием для двигавшихся с юга на север плит. Складчатость Кавказа также была ограничена с востока [23, 24].

Перспективы нефтегазоносности. Понимание вышеизложенного позволит более обоснованно вести поиск новых скоплений УВ в докунгурских отложениях Прикаспийской впадины и мезозойских ловушках Северного Каспия и Южного Мангышлака. Поскольку на территории Прикаспийской

впадины рифогенное направление поисков новых открытий в подсолевом комплексе почти освоено, геолого-разведочные работы рекомендуется ориентировать на выявление ловушек в терригенных отложениях карбона. Эти работы в первую очередь предлагается сосредоточить во внутренних частях западной и северной прибортовых зон, где их мощность резко возрастает. Определенный интерес представляют поиски в глинисто-карбонатных депрессионных отложениях докунгурского комплекса — аналогах месторождения Акжар-Восточный. В мезозой-кайнозойских отложениях поиски новых залежей УВ могут быть связаны со структурами неантиклинального и комбинированного типов [25].

Литература

1. Шатский Н.С. Происхождение Донецкого бассейна // Бюллетень Московского общества испытателей природы, отд. геол. — 1937. — Т. 15. — № 4. — С. 251–270.
2. Милановский Е.Е. Геология России и ближнего зарубежья (Северной Евразии). — М.: МГУ, 1996. — 448 с.
3. Максимов С.П., Гончаренко Б.Д., Дикенштейн Г.Е. Особенности тектоники и нефтегазоносности Днепровско-Припятской и Мангышлакской систем структур // Советская геология. — 1984. — № 11. — С. 20–30.
4. Хераскова Т.Н., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Сапожников Р.Б. Корреляция позднедокембрийских и палеозойских событий на Восточно-Европейской платформе и в смежных палеоокеанических областях // Геотектоника. — 2015. — Т. 49. — № 1. — С. 31–59. DOI: 10.7868/S0016853X15010026.
5. Маловицкий Я.П. Оценка перспектив нефтегазоносности Каспия (на основе анализа его глубинной структуры) // Геология нефти и газа. — 1964. — № 6. — С. 18–23.
6. Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. — 342 с.
7. Хаин В.Е., Лимонов А.Ф. Региональная геотектоника (тектоника континентов и океанов): учебное пособие. — Тверь: ООО «Издательство ГЕРС», 2004. — 270 с.
8. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. — М.: ВНИГНИ, 2006. — 774 с.
9. Алиева С.А. Геодинамические и геологические факторы образования крупных месторождений углеводородов в подсолевых отложениях Северо-Каспийского региона // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. — 2020. — № 2. — С. 47–60. DOI: 10.32454/0016-7762-2020-63-2-47-60.
10. Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность / Под ред. Ю.А. Воложа, В.С. Парасыны. — М.: Научный мир, 2008. — 221 с.
11. Волож Ю.А., Леонов Ю.Г., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Хераскова Т.Н. Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования // Труды ГИН РАН. — Вып. 593. — М.: ГЕОС, 2010. — 63 с.
12. Антипов М.П., Быкадоров В.А., Волож Ю.А. и др. Оренбургский тектонический узел: геологическое строение и нефтегазоносность. — М.: Научный мир, 2013. — 264 с.
13. Тихомиров С.В. Этапы осадконакопления девона Русской платформы и общие вопросы развития и строения стратосферы. — М.: Недра, 1995. — 445 с.
14. Обрядчиков О.С., Таскинбаев К.М. Геодинамика юго-востока Русской платформы и зоны сочленения ее со Скифско-Туранской плитой // Каспийский регион: геологическое строение и нефтегазоносность: мат-лы второй Международной геологической конференции «АтырауГео-2013» (Атырау, апрель 2013 г.). — Алматы: «Color Media», 2014. — С. 173–178.
15. Замаренов А.К. Средний и верхний палеозой юго-восточного обрамления Прикаспийской впадины. — Л.: Недра, 1970. — 172 с.
16. Обрядчиков О.С. Гипотеза образования Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов и особенности строения западного и северного обрамлений Прикаспийской впадины // Каспийский регион: геологическое строение и нефтегазоносность: мат-лы второй Международной геологической конференции «АтырауГео-2013» (Атырау, апрель 2013 г.). — Алматы: «Color Media», 2014. — С. 188–194.
17. Обрядчиков О.С., Маслов В.В., Горюнова Л.Ф. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности юго-восточной части Восточно-Европейской платформы // Нефть, газ и бизнес. — 2016. — № 11. — С. 13–17.
18. Кузнецов В.Г., Абрамевич Э.В., Слюсаренко В.И. Нижнекаменноугольные рифовые образования Северного Донбасса и перспективы их нефтегазоносности // Геология нефти и газа. — 1978. — № 7. — С. 42–45.
19. Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. — М.: Издательский дом Академии Естествознания, 2016. — 244 с.
20. Кунин Н.Я., Будагов А.Г., Лях Л.И. Строение пермских подсолевых отложений на площади Тортай // Геология нефти и газа. — 1982. — № 10. — С. 35–39.
21. Липатова В.В., Волож Ю.А., Воцалевский Э.С., Кривонос В.Н., Николенко В.П. Доюрский комплекс Северного Устья и полуострова Бузачи // Тр. ВНИГНИ. — Вып. 254. — М., 1985. — 133 с.

22. Обрядчиков О.С. Внутренняя соляная тектоника и генезис солянокупольных структур // Прикаспийская впадина: актуальные проблемы геологии и нефтегазоносности: Труды ОНГК. Вып.1. – Атырау РК, 2012. – С. 204–209.
23. Обрядчиков О.С., Таскинбаев К.М. Геодинамическая природа осадочного чехла и перспективы нефтегазоносности Арало-Каспийского региона // Геология регионов Каспийского и Аральского морей. – Алматы : Казахстанское геологическое общество «КазГЕО», 2004. – С. 91–97.
24. Обрядчиков О.С., Таскинбаев К.М., Айтиева Н.Т. Геодинамика зоны сочленения Русской, Скифской и Туранской плит // Науки о Земле в Казахстане. – Алматы : Казахстанское геологическое общество «КазГЕО», 2008. – С. 114–122.
25. Таскинбаев К.М., Нурсултанова С.Н., Ажгалиев Д.К., Воронов В.Г., Обрядчиков О.С., Нысанова А.С. Неантиклинальные ловушки нефти и газа в Республике Казахстан. – Алматы, 2020. – 271 с.

References

1. Shatskii N.S. Proiskhozhdenie Donetskogo basseina [Origin of the Donetsk Basin]. *Byulleten' Moskovskogo obshchestva ispytatelei prirody, otd. geol.* 1937;15(4):251–270. In Russ.
2. Milanovskii E.E. Geologiya Rossii i blizhnego zarubezh'ya (Severnoi Evrazii) [Geology of Russia and neighboring countries (Northern Eurasia)]. Moscow: MGU, 1996. 448 p. In Russ.
3. Maksimov S.P., Goncharenko B.D., Dikenshtein G.E. Osobennosti tektoniki i neftegazonosnosti Dneprovsko-Pripyatskoi i Mangyshlaskoi sistem struktur [Features of tectonics and oil and gas content of the Dnieper-Prpyat and Mangyshlak structural systems]. *Sovetskaya geologiya.* 1984;(11):20–30. In Russ.
4. Kheraskova T.N., Volozh Yu.A., Antipov M.P., Bykadorov V.A., Sapozhnikov R.B. Correlation of Late Precambrian and Paleozoic events in the East European platform and the adjacent paleoceanic domains. *Geotektonics.* 2015;49(1):27–52. DOI: 10.1134/S0016852115010021. In Russ.
5. Malovitskii Ya.P. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti Kaspiya (na osnove analiza ego glubinnoi struktury) [Assessment of the Caspian oil and gas potential (based on analysis of its deep structure)]. *Geologiya nefti i gaza.* 1964;(6):18–23. In Russ.
6. Glumov I.F., Malovitskii Ya.P., Novikov A.A., Senin B.V. Regional'naya geologiya i neftegazonosnost' Kaspiiskogo morya [Regional geology and oil and gas potential of the Caspian Sea]. Moscow: Nedra-Biznestsentr; 2004. 342 p. In Russ.
7. Khain V.E., Limonov A.F. Regional'naya Geotektonika (tektonika kontinentov i okeanov): uchebnoe posobie [Regional geotectonics (tectonics of continents and oceans): manual]. Tver': Izdatel'stvo GERS; 2004. 270 p. In Russ.
8. Shein V.S. Geologiya i neftegazonosnost' Rossii [Geology and petroleum potential of Russia]. Moscow: VNIGNI; 2006. 774 p. In Russ.
9. Alieva S.A. Geodynamic and geological factors in the formation of large hydrocarbon deposits in subsalt sediments of the North Caspian region. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration.* 2020;(2):47–60. DOI: 10.32454/0016-7762-2020-63-2-47-60. In Russ.
10. Astrakhan carbonate massif: structure and its oil and gas perspectives. In: Yu.A. Volozh, V.S. Parasyna, eds. Moscow: Nauchnyi Mir; 2008, 221 p. In Russ.
11. Leonov Yu.G., Volozh Yu.A., Bykadorov V.A., Antipov M.P., Kheraskova T.N. Konsolidirovannaya kora Kaspiiskogo regiona: opyt raionirovaniya [Consolidated crust of Caspian region: attempts of zonation]. Moscow: GEOS; 2010. 63 p. In Russ.
12. Antipov M.P., Bykadorov V.A., Volozh Yu.A. et al. Orenburgskii tektonicheskii uzel: geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' [Orenburg tectonic knot: geological structure and petroleum potential]. Moscow: Nauchnyi mir; 2013. 264 p. In Russ.
13. Tikhomirov S.V. Etapy osadkonakopleniya devona Russkoi platformy i obshchie voprosy razvitiya i stroeniya stratosfery [Stages of Devonian sedimentation of the Russian Platform and general issues of the stratosphere development and structure]. Moscow: Nedra, 1995. 445 p. In Russ.
14. Obryadchikov O.S., Taskinbaev K.M. Geodinamika yugo-vostoka Russkoi platformy i zony sochleneniya ee so Skifsko-Turanskoi plitoy [Geodynamics of the Russian Platform southeast and its junction zone with the Scythian-Turanian plate]. In: Kaspiiskii region: geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost': mat-ly vtoroi Mezhdunarodnoi geologicheskoi konferentsii «AtyrauGeo-2013» (Atyrau, aprel' 2013). Almaty: «Color Media», 2014. pp. 173–178. In Russ.
15. Zamarenov A.K. Srednii i verkhniy paleozoi yugo-vostochnogo obramleniya Prikaspiiskoi vpadiny [Middle and Upper Paleozoic of the southeastern frame of the Caspian basin]. Leningrad: Nedra; 1970. 172 p. In Russ.
16. Obryadchikov O.S. Gipoteza obrazovaniya Kamsko-Kinel'skoi sistemy nekompensirovannykh progibov i osobennosti stroeniya zapadnogo i severnogo obramlenii Prikaspiiskoi vpadiny [Hypothesis of the Kama-Kinel system of uncompensated troughs formation and structural features of the western and northern frames of the Caspian basin]. In: Kaspiiskii region: geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost': mat-ly vtoroi Mezhdunarodnoi geologicheskoi konferentsii «AtyrauGeo-2013» (Atyrau, aprel' 2013). Almaty: «Color Media»; 2014. pp. 188–194. In Russ.
17. Obryadchikov O.S., Maslov V.V., Goryunova L.F. Features of geological structure and perspectives of oil and gas presence of the southeastern part of the East European platform. *Neft', gaz i biznes.* 2016;(11):13–17. In Russ.
18. Kuznetsov V.G., Abrazhevich E.V., Slyusarenko V.I. Nizhnecamennougol'nye rifovye obrazovaniya Severnogo Donbassa i perspektivy ikh neftegazonosnosti [Features of the geological structure and oil and gas potential of the southeastern part of the East European Platform]. *Geologiya nefti i gaza.* 1978;(7):42–45. In Russ.
19. Abilkhasimov Kh.B. Osobennosti formirovaniya prirodnykh rezervuarov paleozoiskikh otlozhenii Prikaspiiskoi vpadiny i otsenka perspektiv ikh neftegazonosnosti [Features of natural reservoirs formation in Palaeozoic deposits of Caspian Depression, and assessment of their petroleum potential]. Moscow: Izdatel'skii dom Akademii Estestvoznaniya; 2016. 244 p. In Russ.
20. Kunin N.Ya., Budagov A.G., Lyakh L.I. Structure of Permian subsalt sediments in Tortai area. *Geologiya nefti i gaza.* 1982;(10):35–39. In Russ.
21. Lipatova V.V., Volozh Yu.A., Votsalevskii E.S., Krivonos V.N., Nikolenko V.P. Doyurskii kompleks Severnogo Ustyurta i poluostrova Buzachi [Pre-Jurassic Complex of Northern Ustyurt and the Buzachi Peninsula]. In: Tr. VNIGNI. Vyp. 254. Moscow, 1985. 133 p. In Russ.

22. *Obryadchikov O.S.* Vnutrennyaya solyanaya tektonika i genezis solyanokupol'nykh struktur [Internal salt tectonics and genesis of salt dome structures]. In: *Prikaspiiskaya vpadina: aktual'nye problemy geologii i neftegazonosnosti: Trudy ONGK. Vyp.1.* Atyrau RK, 2012. pp. 204–209. In Russ.
23. *Obryadchikov O.S., Taskinbaev K.M.* Geodinamicheskaya priroda osadochnogo chekhla i perspektivy neftegazonosnosti Aralo-Kaspiiskogo regiona [Geodynamic nature of the sedimentary cover and oil and gas potential prospects for the Aral-Caspian region]. In: *Geologiya regionov Kaspiiskogo i Aral'skogo morei.* Almaty: Kazakhstanskoe geologicheskoe obshchestvo «KazGEO», 2004. pp. 91–97. In Russ.
24. *Obryadchikov O.S., Taskinbaev K.M., Aitieva N.T.* Geodinamika zony sochleneniya Russkoi, Skifskoi i Turanskoi plit [Geodynamics of the junction zone of the Russian, Scythian and Turanian plates]. In: *Nauki o Zemle v Kazakhstane.* Almaty : Kazakhstanskoe geologicheskoe obshchestvo «KazGEO», 2008. pp. 114–122. In Russ.
25. *Taskinbaev K.M., Nursultanova S.N., Azhgaliev D.K., Voronov V.G., Obryadchikov O.S., Nysanova A.S.* Neantklinal'nye lovushki nefti i gaza v Respublike Kazakhstan [Non-anticline oil and gas traps in Republic of Kazakhstan]. Almaty; 2020. 271 p. In Russ.

Информация об авторе

Обрядчиков Олег Сергеевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
119991 Москва, Ленинский пр-кт, д. 65

e-mail: osobr19@yandex.ru

Information about author

Oleg S. Obryadchikov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Assistant professor

Gubkin University,
65, Leninsky prospekt, Moscow, 119991, Russia

e-mail: osobr19@yandex.ru

Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ – 2024

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

18+

8–11 октября



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР

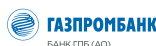


ТРУБНАЯ
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ
КОМПАНИЯ

ПАРТНЕРЫ



ЗАГОРСКИЙ
ТРУБНЫЙ
ЗАВОД



БАНК ГПБ (АО)



КОМИТА
ГРУППА КОМПАНИЙ



БАНК
РОССИЯ
АО «АБ «РОССИЯ»



Алмаз - Антео



ГМС
ГРУППА



ОМК



Салаватский
Катализаторный
Завод



ГАЗПРОМ
НЕФТЬ



ОДК



ИПРОМО



ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА



Bunter
group



НОРРЕКСИМ



МСА

ОРГАНИЗАТОР



GAS-FORUM.RU



САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ
В TELEGRAM-КАНАЛЕ
@GASFORUMSPB



УДК 550.812.14

DOI 10.47148/0016-7894-2024-4-19-31

Выявление перспективных объектов в сложных геолого-геофизических условиях соляно-купольной тектоники Прикаспийской впадины

© 2024 г. | К.Б. Сокулина¹, С.Е. Войтович², П.Ф. Попова³, Г.Ф. Хуснуллина¹, Е.В. Сивожелезов³¹ООО «ЦГМ НИР Поволжья»; Саратов, Россия; sokulinakb@cgmnr.ru; khusnullina@cgmnr.ru;²Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина; Казань, Россия; voytovich@tatneft.ru;³ООО «ТЕРРАПОД»; Саратов, Россия; popovapf@cgmnr.ru; ev@cgmnr.ru

Поступила 16.11.2023 г.

Доработана 16.05.2024 г.

Принята к печати 27.06.2024 г.

Ключевые слова: соляно-купольная тектоника; геолого-геофизическая информация; подсолевой комплекс отложений; купол; мульда; тектоническое нарушение; ловушки.

Аннотация: В статье отражена необходимая информация для выявления нефтегазоперспективных объектов по результатам сейсморазведочных работ в сложных геолого-геофизических условиях соляно-купольной тектоники Прикаспийской впадины. Приведены причины неустойчивости решения задачи по определению глубин до кровли перспективных подсолевых и надсолевых отложений, зависящие от многих факторов. Показано, что одним из основных факторов является корректное изучение резкой вертикальной и латеральной изменчивости соленосного и надсолевого комплексов пород, перекрывающих подсолевые отложения. В статье показано, что для решения задач соляно-купольной тектоники в условиях Прикаспийской впадины данных одной сейсморазведки недостаточно, необходимо привлечение дополнительных методов геофизики, поскольку решение вопросов происхождения и структуры геологических объектов лишь на основе сейсмических материалов в условиях Прикаспийской впадины часто приводит к ошибкам. В связи с этим необходимо проведение комплекса геофизических исследований и кроме сейсморазведочных данных использовать геопотенциальные поля — грави- и магниторазведку, которые позволят уточнить конфигурацию соляных куполов и как следствие помогут более надежно выделить ловушки углеводородов и уменьшить риски при бурении. Изложенный материал — попытка авторов лишний раз акцентировать основные ошибки при выделении подсолевых и надсолевых отложений, чтобы обратить внимание геологов и геофизиков на основные негативные факторы, возникающие при выявлении ловушек углеводородов в сложных геолого-геофизических условиях.

Для цитирования: Сокулина К.Б., Войтович С.Е., Попова П.Ф., Хуснуллина Г.Ф., Сивожелезов Е.В. Выявление перспективных объектов в сложных геолого-геофизических условиях соляно-купольной тектоники Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. — 2024. — № 4. — С. 19–31. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-4-19-31.

Salt dome tectonics in Caspian Basin: identification of exploration targets in complicated geological and geophysical conditions

© 2024 | K.B. Sokulina¹, S.E. Voitovich², P.F. Popova³, G. F. Khusnullina¹, E.V. Sivozhelezov³¹LLC «TcGM NIR Povolzhya»; Saratov, Russia; sokulinakb@cgmnr.ru; khusnullina@cgmnr.ru;²Tatar Geology and Prospecting Administration of TATNEFT; Kazan, Russia; voytovich@tatneft.ru³LLC «TERRAPOD»; Saratov, Russia; popovapf@cgmnr.ru; ev@cgmnr.ru;

Received 16.11.2023

Revised 16.05.2024

Accepted for publication 27.06.2024

Key words: salt dome tectonics; geological and geophysical information; subsalt sequence; dome; syncline; fault; trap.

Abstract: The paper presents the information necessary for identification of oil and gas promising objects using the results of seismic exploration in complicated geological and geophysical settings of salt-dome tectonics in Caspian Basin. The authors discuss the reasons of instability of determination of promising subsalt and suprasalt deposits depth, which depend on many factors. It is shown that one of the key factors is proper investigations of dramatic vertical and lateral changes in salt-bearing and suprasalt rock associations overlying the subsalt deposits. The authors demonstrate the seismic exploration alone is not enough to solve the salt-dome tectonics problems in the Caspian Basin. It is necessary to use the additional geophysical methods, because answering the questions on geological object origin and structure on the basis of seismic data only is prone to mistakes. Therefore, it is necessary to involve a number of geophysical studies and, besides seismic data, to use geopotential (gravity and magnetic) fields, which allow clarifying geometry of salt domes and, as a consequence, will help in more reliable identification of hydrocarbon traps and reducing drilling risks. The material presented herein is the authors attempt to once again emphasize the key mistakes of subsalt and suprasalt deposits delineation. They are drawing



attention of geologists and geophysicists to the main negative factors arising during hydrocarbon trap identification in complicated geological and geophysical conditions.

For citation: Sokulina K.B., Voitovich S.E., Popova P.F., Khusnullina G.F., Sivozhelezov E.V. Salt dome tectonics in Caspian Basin: identification of exploration targets in complicated geological and geophysical conditions. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(4):19–31. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-4-19-31. In Russ.

Введение

Астраханско-Калмыцкий сектор Прикаспийской впадины в тектоническом плане расположен на западной периферии Астраханского свода, в зоне его сочленения с Сарпинским прогибом на западе и зоной Южно-Астраханских поднятий на юге (рис. 1).

Исключительная сложность строения рассматриваемого района объясняется его приуроченностью к зоне сочленения древней докембрийской Русской плиты с молодыми эпигерцинскими плитами — Скифской и Туранской [1, 2].

Астраханский свод является одной из крупных структур в подсолевом комплексе Прикаспийской впадины и приурочен к ее южной внутренней прибортовой части с системой выступов фундамента, образующих Астраханско-Актюбинскую дугообразную цепочку поднятий [1, 2].

Свод представляет собой поднятие докембрийского фундамента, перекрытое толщей девонских и каменноугольных отложений общей мощностью более 3 км. В молодых отложениях (от перми до четвертичного периода) свод не отображается.

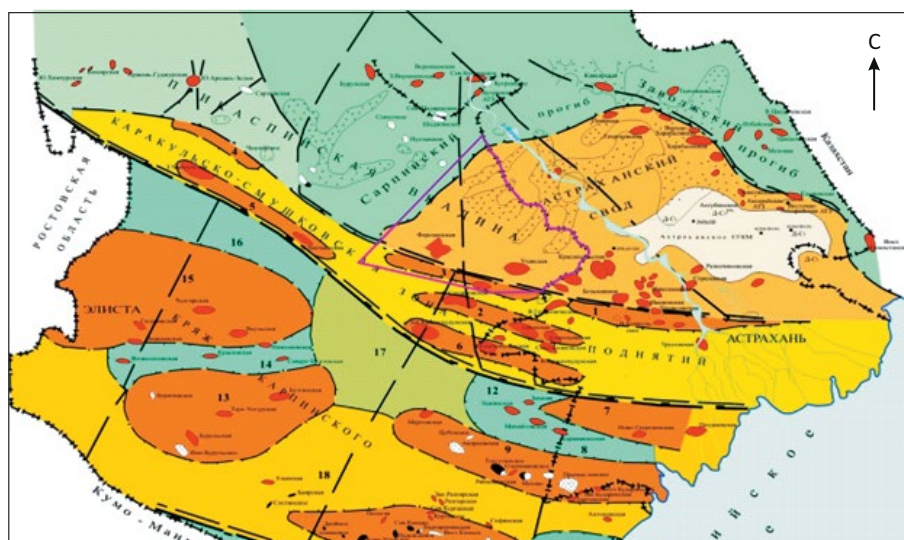
В истории развития рассматриваемого района выделено несколько тектонических рубежей. Пер-

вый связан с окончанием становления кристаллического фундамента, второй — с формированием карбонатного подсолевого комплекса, третий — с накоплением соленосной и мезозой-кайнозойской осадочной толщ. Заключительные тектонические события связаны с началом альпийской фазы складчатости, когда произошли последние региональные горизонтальные подвижки с образованием соляных структур в верхнемеловых и палеоценовых отложениях [3].

До сих пор в российском секторе Прикаспийской впадины не выделено ни одной надежной структуры. Актуальность данной проблемы вполне очевидна, поскольку современные методы исследования сейсморазведки пока не способны успешно решать задачи выделения подсолевых объектов в условиях существования соляно-купольного «экрана». При этом следует учитывать, что на территории впадины подсолевые структурные осложнения должны отражаться в первую очередь положением соляных тел, сложенных кунгурскими, наиболее пластичными породами. При прогнозе структурных осложнений подсолевого ложа необходимо анализировать характер залегания надсолевых отложений, выполняющих мульды и прогибы [4, 5].

Рис. 1. Тектоническая схема Астраханско-Калмыцкого Прикаспия (под ред. Н.И. Воронина, И.А. Миталева, 1995)

Fig. 1. Tectonic framework of Astrakhan-Kalmytsky Caspian region (edited by N.I. Voronin, I.A. Mitalev, 1995)



1

Масштаб 1 : 1 650 000

1 — площадь исследований

Scale 1: 1 650 000

1 — study area

Перспективы выделения объектов для поиска ловушек УВ, связанных с соляно-купольной тектоникой

Геолого-геофизические исследования территории Астраханского свода начались в 1950-х гг. По данным аэромагнитной и гравиметрической съемок (1953–1954 гг.) в этом районе был намечен выступ кристаллического фундамента. Региональные работы КМПВ, проведенные в 1960–1964 гг., подтвердили существование этого выступа и отвечающего ему в подсолевых отложениях крупного сводового поднятия площадью более 11 000 км².

В 1976 г. в левобережной части Астраханского свода в верхах подсолевых карбонатов башкирского возраста было открыто крупнейшее по запасам в Европе Астраханское газоконденсатное месторождение [3]. Залежь массивная, находится в трещинно-поровых коллекторах органогенных известняков башкирского возраста. Площадь залежи по изогипсе кровли башкирского яруса –4100 м составляет 450 км², высота — 220–270 м. Региональной покрышкой являются глинистые ассельско-артинские и галогенные кунгурские отложения.

В результате анализа данных многолетних сейсморазведочных работ были выявлены границы Астраханского свода (см. рис. 1).

Для северного склона характерно плавное погружение пород в сторону Прикаспийской впадины. На юге граница свода резко погружается под дислоцированные нижнепермские отложения Каракульского вала. Западная граница отбивается по довольно резкому моноклинальному погружению пород в сторону Сарпинского мегапрогиба.

По результатам выполненных в последние годы геолого-геофизических исследований, помимо Астраханского газоконденсатного месторождения, в башкирских отложениях на северо-восточной периферии Астраханского свода открыты новые газоконденсатные месторождения с пониженным содержанием сероводорода — Алексеевское, Табаковское. Абсолютные отметки глубины залегания продуктивной толщи изменяются от –3850 до –4070 м [3].

В ходе разведки Астраханского газоконденсатного месторождения на Астраханском своде пробурена серия сверхглубоких скважин с глубинами от 6000 до 7000 м, вскрывших девонские отложения (Володарская-2, Девонские-1, 2, 3 и Правобережная-1) (рис. 2). По результатам бурения скважин Володарская-2 и Девонская-2 осуществлена стратиграфическая привязка сейсмических горизонтов в левобережной части свода как в надсолевой, так и в подсолевой частях разреза (рис. 3). По результатам бурения скважин признаки нефтегазоносности обнаружены в отложениях франского яруса верхнего девона, в турнейских, визейских, серпуховских и башкирских отложениях каменноугольной системы.

В 2004 г. западнее Астраханского газоконденсатного месторождения в междуречье Волги и Ахту-

бы в пределах Пойменного лицензионного участка, скв. Приморская-1 в подсолевых отложениях башкирского яруса открыто Центрально-Астраханское газоконденсатное месторождение. Отметка забоя скважины –4188 м. В процессе испытания продуктивного пласта (интервал глубин 4040,5–4090,5 м) получен промышленный приток газа и конденсата.

В 2008 г. бурение скв. Центрально-Астраханская-2 на Пойменном лицензионном участке подтвердило продуктивность отложений раннебашкирского возраста.

На периферии юго-западной части свода сейсморазведочными работами в 1979–1984 гг. была выявлена Южно-Астраханская зона локальных поднятий по горизонту ИП (C₂b), протягивающаяся в субширотном направлении и представленная Безымянной, Красносельской, Геологической, Вартыновской Уланской, Ферсманской структурами (рис. 4, см. рис. 1).

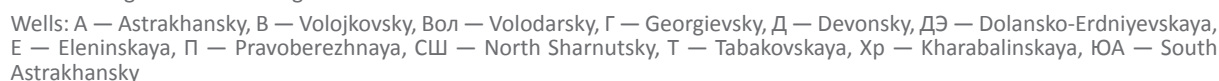
В 1988 г. поисковое бурение проведено на Геологической структуре (скв. Южно-Астраханские-4, 14 с глубиной забоя соответственно 4584 и 5030 м). В скв. Южно-Астраханская-14 на глубине 4488 м отмечалось повышение газопоказаний по сумме УВ до 25,5 %. Из интервала 4762–4775 м был поднят керн с запахом УВ. При углублении скважины наблюдался выход разгазированной пачки промысловочной жидкости и пленки нефти.

В 1990 г. поисковое бурение проводилось на Вартыновской площади. В сводовой ее части пробурена скв. Южно-Астраханская-7 (забой на глубине 5500 м). По данным ГИС интервал 4988–5005 м выделяется как газонасыщенный. В процессе испытаний пластов получены небольшие притоки газа.

В районе Безымянной структуры (скв. Южно-Астраханская-10 с забоем 4615 м) в процессе бурения с забоя 4218 м из терригенных отложений башкирского яруса была поднята разгазированная пачка глинистого раствора. Газ по своему составу близок к газам нефтеконденсатного ряда. При забое 4360 и 4400 м в растворе появились пленки нефти. По результатам переинтерпретации (1998 г.) газокаротажных данных в интервале глубин 4350–4370 м выделяется аномалия газопоказаний, в 3–5 раз превышающая фоновое значение. При бурении в интервале 4512–4527 м с забоя вымывались пачки разгазированного раствора, где содержание УВ составляло 35–40 % при фоновом значении 10 %. При бурении на глубине 4615 м и ниже по показаниям было отмечено увеличение суммарного газосодержания за счет повышения концентраций легких компонентов в 2–3 раза (см. рис. 2).

В 1988–1992 гг. в своде Уланского поднятия пробурена глубокая скв. Южно-Астраханская-6 с забоем в отложениях раннекаменноугольного возраста на глубине 5501 м (рис. 5). Скважина вскрыла среднекаменноугольные отложения на глубине 5022 м. В процессе опробования перспективных интервалов этих отложений (5126–5136 м) получен не-

Fig. 2. The study area in structural context of the Astrakhan carbonate massif



В карбонатном пласте верхнего карбона (С₃-карб) поисково-оценочной скв. Доланско-Эрдниев-

Рис. 3. Разрез северо-восточного склона Астраханского свода

Fig. 3. Section across the north-eastern slope of the Astrakhan high

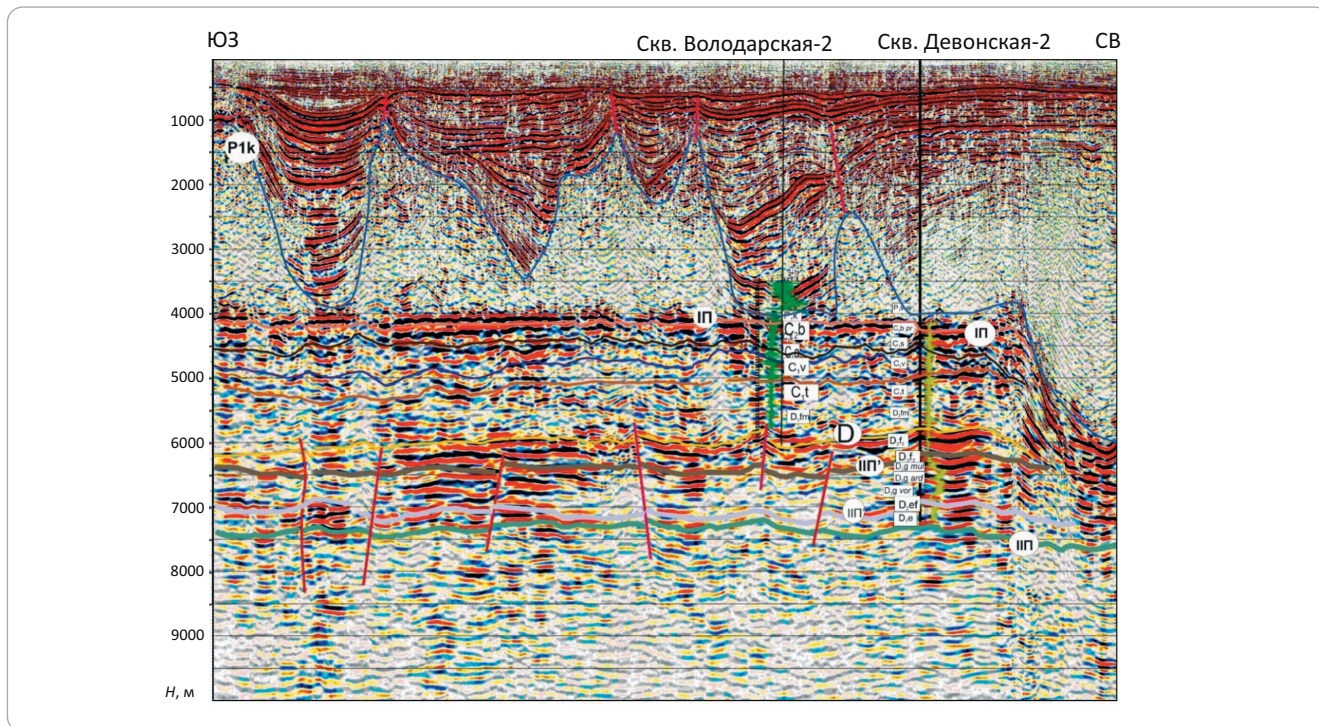


Рис. 4. Волновая картина в районе скв. Доланско-Эрднеевская-1 (юго-западное окончание Астраханского свода)

Fig. 4. Wave pattern in the vicinity of Dolansko-Erdnievskaya-1 well (south-western end of the Astrakhan high)

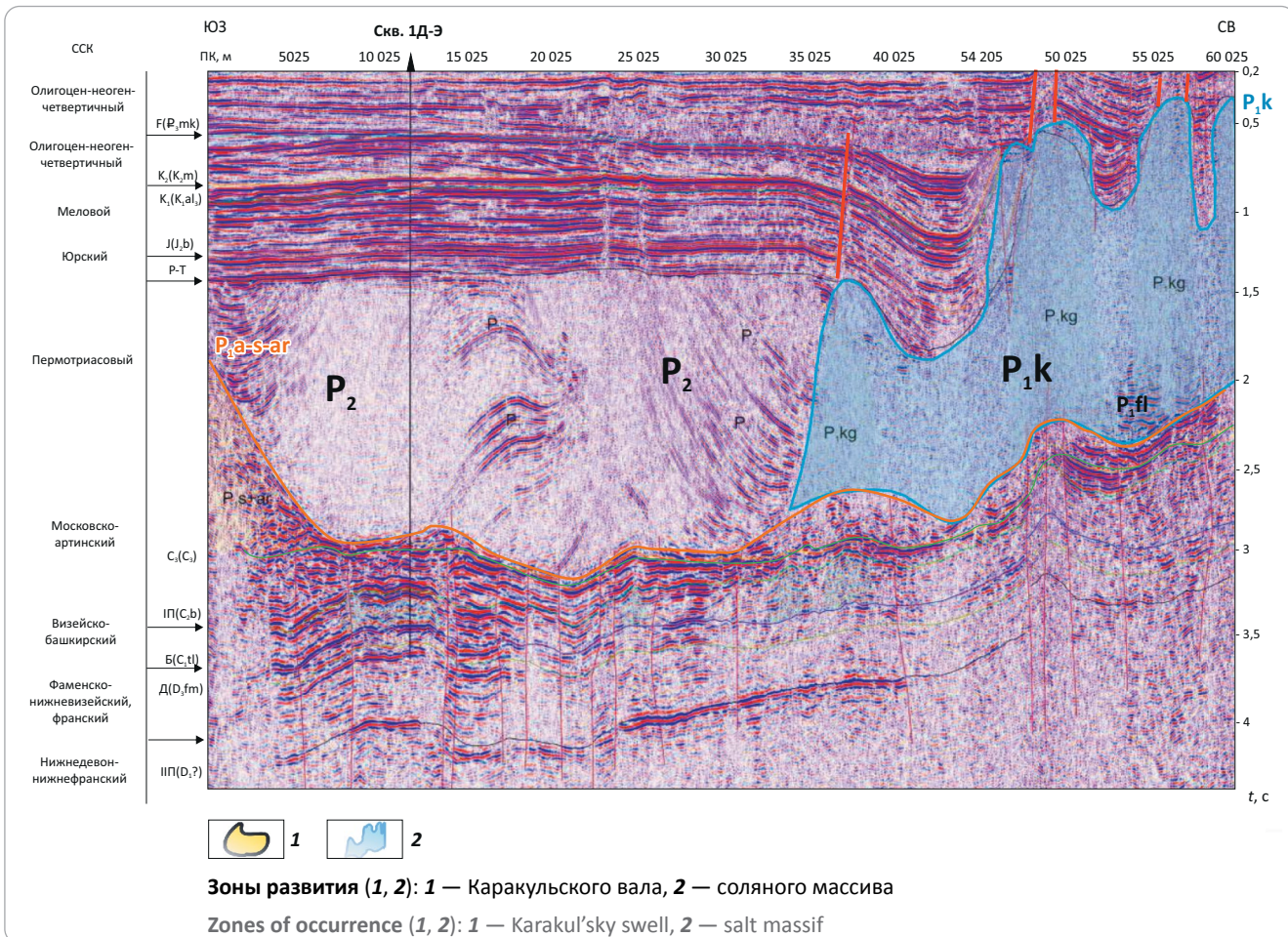
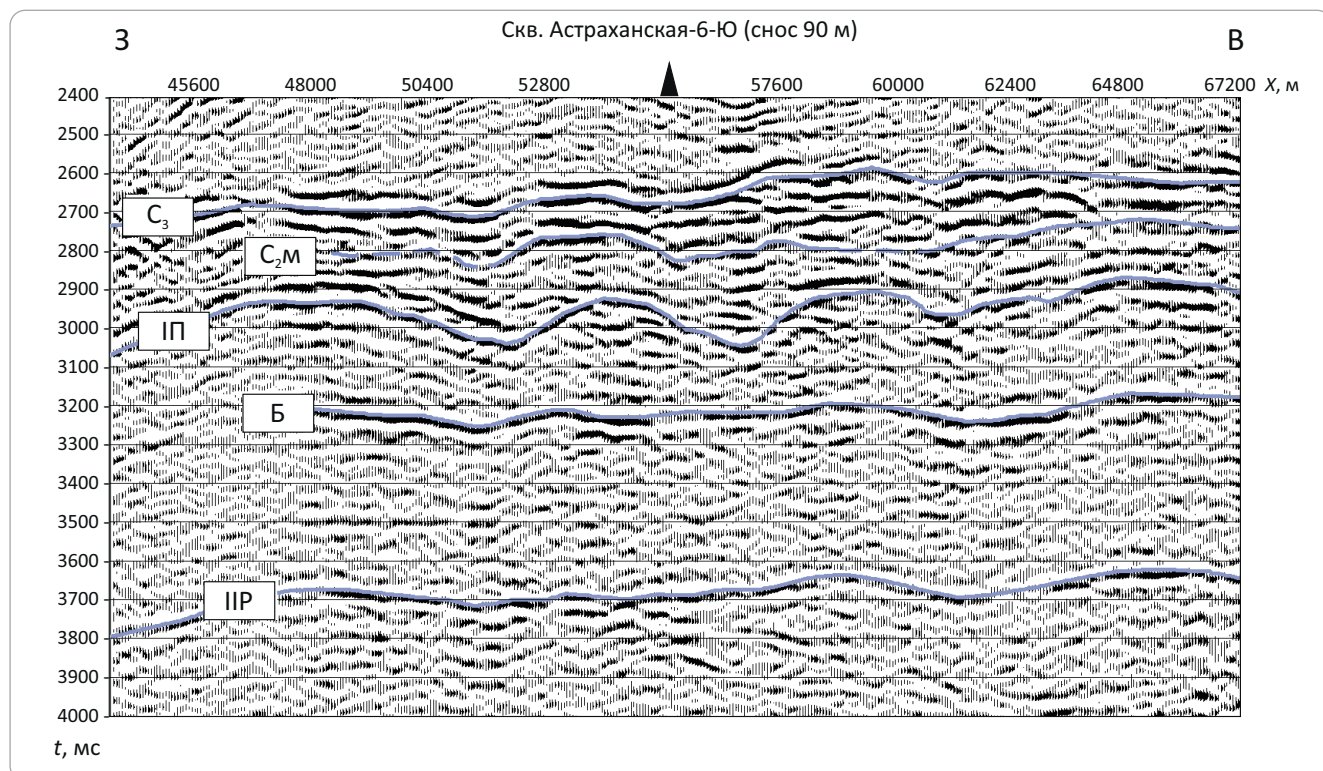




Рис. 5. Временной разрез по линии профиля PS0210686LP

Fig. 5. Seismic time section along PS0210686LP Line



ская-1 выявлена одна газоконденсатная залежь. По результатам освоения из пласта C_3 карб получено $5000 \text{ м}^3/\text{сут}$ метанового газа на 15,88-мм штуцере.

Коллекторы — известняки серые и светло-серые, мелкокристаллические, средней и слабой крепости. Покрышкой залежи служат непроницаемые глинисто-алевритистые породы верхнего карбона толщиной до 31 м.

В терригенном пласте верхнего карбона (C_3 терр) по данным бурения и испытания поисково-оценочной скв. Доланско-Эрдниевская-1 выявлена одна газоконденсатная залежь. Покрышкой залежи служат непроницаемые глинисто-алевритистые породы верхнего карбона толщиной более 200 м. Залежь подстилается пачкой плотных глинисто-карбонатных пород толщиной около 154 м, отделяющих ее от залежи пласта C_3 карб.

При испытании терригенного пласта после перфорации из интервала глубин 5417–5435 м получен приток безводного газа, $Q_r = 2500 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 14,3-мм штуцере.

Разрез представлен чередованием песчано-глинистых пород: аргиллитов, алевролитов и песчаников.

Физико-химические свойства свободного газа из продуктивных пластов C_3 терр и C_3 карб верхнего отдела каменноугольной системы Ферсманского месторождения изучались по данным исследования устьевых проб, отобранных в период с 2010 по 2018 г. Газ по составу метановый. Сероводород отсутствует.

Содержание конденсата в пробе (промысловый газоконденсатный фактор) составляет около $150 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Подготовка нефтегазоперспективных объектов в сложных геолого-геофизических условиях Прикаспийской впадины

Накопленный колоссальный геолого-геофизический материал по Астраханскому своду оказался недостаточным для выработки однозначного представления об особенностях и четкой модели строения как надсолевых, так и подсолевых отложений юго-западной части Прикаспийской впадины.

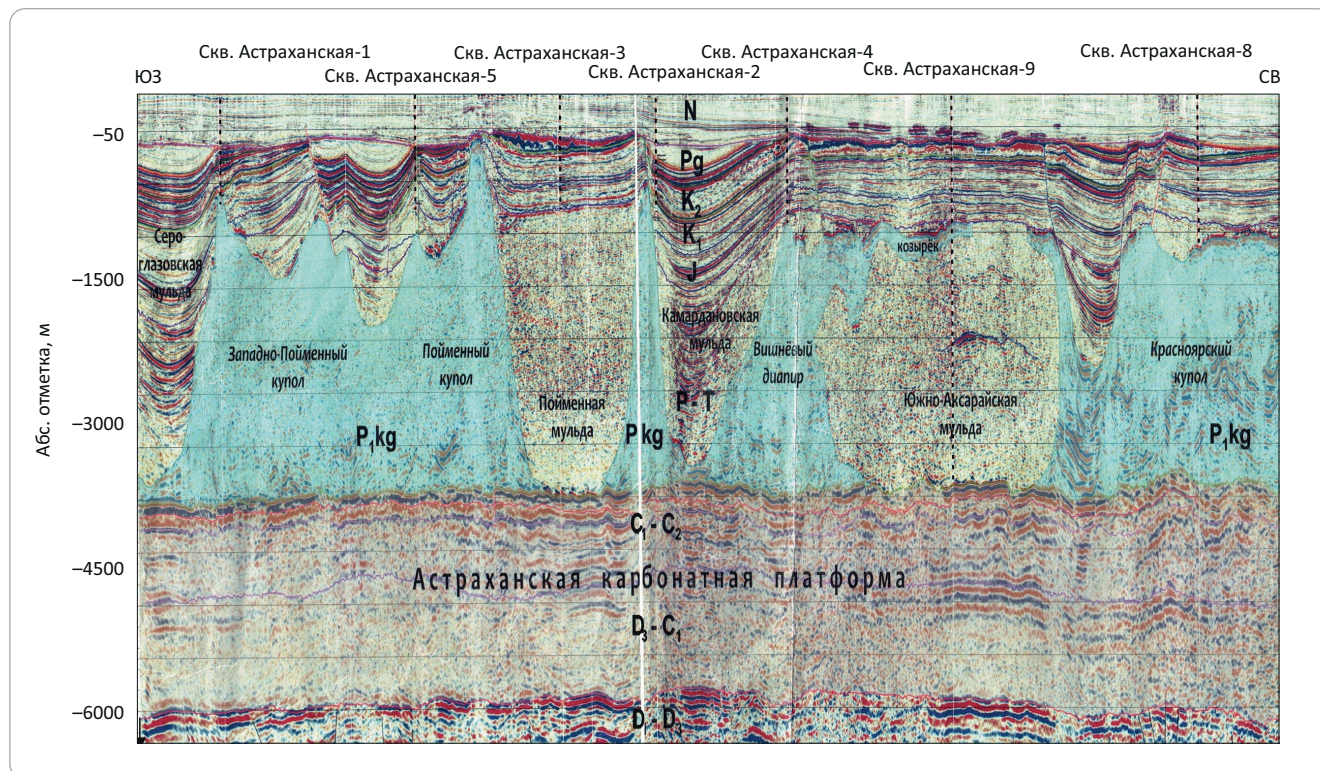
На всех сейсмических разрезах наблюдается сложная и разнообразная волновая картина.

На юго-западе выделяется Каракульский вал, сложенный дислоцированными отложениями раннепермского возраста (см. рис. 4). На востоке площади наблюдается волновая картина, которая характерна для районов с развитием соляно-купольной тектоники Прикаспийской впадины, сопоставимой с левобережной частью Астраханского свода. Прослеживание каждого из ОГ зависит от конкретных сейсмогеологических условий, обусловленных морфологией соляных куполов и мульд (как бессолевых, так и солевых) (см. рис. 4). Поверхность соли контролируется множеством структурных скважин (индекс С) (рис. 6).

На рис. 3, 4 и 6 приведены разрезы, проходящие по Астраханскому своду, которые были получены при обработке данных сейсморазведки с исполь-

Рис. 6. Волновая картина в районе левобережной части Астраханского свода

Fig. 6. Wave pattern in the left-bank part of the Astrakhan high



зованием современных технологий, таких как интерпретационная обработка, миграция до суммирования. Таким образом, с применением новейших технологий были получены достаточно качественные сейсмические глубинные разрезы.

На разрезах четко выделяются подсолевой и надсолевой мегакомплексы (см. рис. 3–6).

В составе подсолевой толщи выделяют терригенный комплекс среднего и верхнего девона, соответствующий толще между сейсмическими ОГ II-II и II-III, и карбонатный комплекс верхнего девона – среднего карбона, которому соответствует толща карбонатных пород между сейсмическими ОГ I-II и II-III.

Вследствие резкого изменения скоростной характеристики разреза, на границе купол–мульда отсутствуют протяженные оси синфазности отраженных волн и разрывы отражения от подсолевых границ (рис. 7).

Амплитуды разрывов составляют более 500 м в зависимости от высоты диапира и его скоростной характеристики. Также под соляными куполами волновое поле меняется — в нем появляются высокоамплитудные ложные структуры, что влияет на корректность динамической интерпретации подсолевой толщи при выявлении перспективных объектов.

Как правило, отражения от кровли соли отмечаются на вершинах высоких диапиров, где соль прорывает юрско-меловые отложения. На склонах куполов кровля соли в подавляющем большинстве прослеживается по косвенным признакам. Вслед-

ствие этого получение устойчивых горизонтальных скоростных спектров для соли является нерешенной задачей (см. рис. 7).

Практика показала, что при интерпретации сложной волновой картины в условиях соляно-купольной тектоники отмечаются следующие негативные факты:

- отсутствие корреляции границы, контролирующей кровлю соляной толщи;
- некорректная корреляция соляной толщи (см. рис. 7);
- некорректность трассирования тектонических нарушений по временным разрезам (см. рис. 7).

С учетом вышеуказанных негативных фактов структурные построения не корректны, что является одной из основных причин, сдерживающих открытие в подсолевых отложениях новых объектов для поиска УВ.

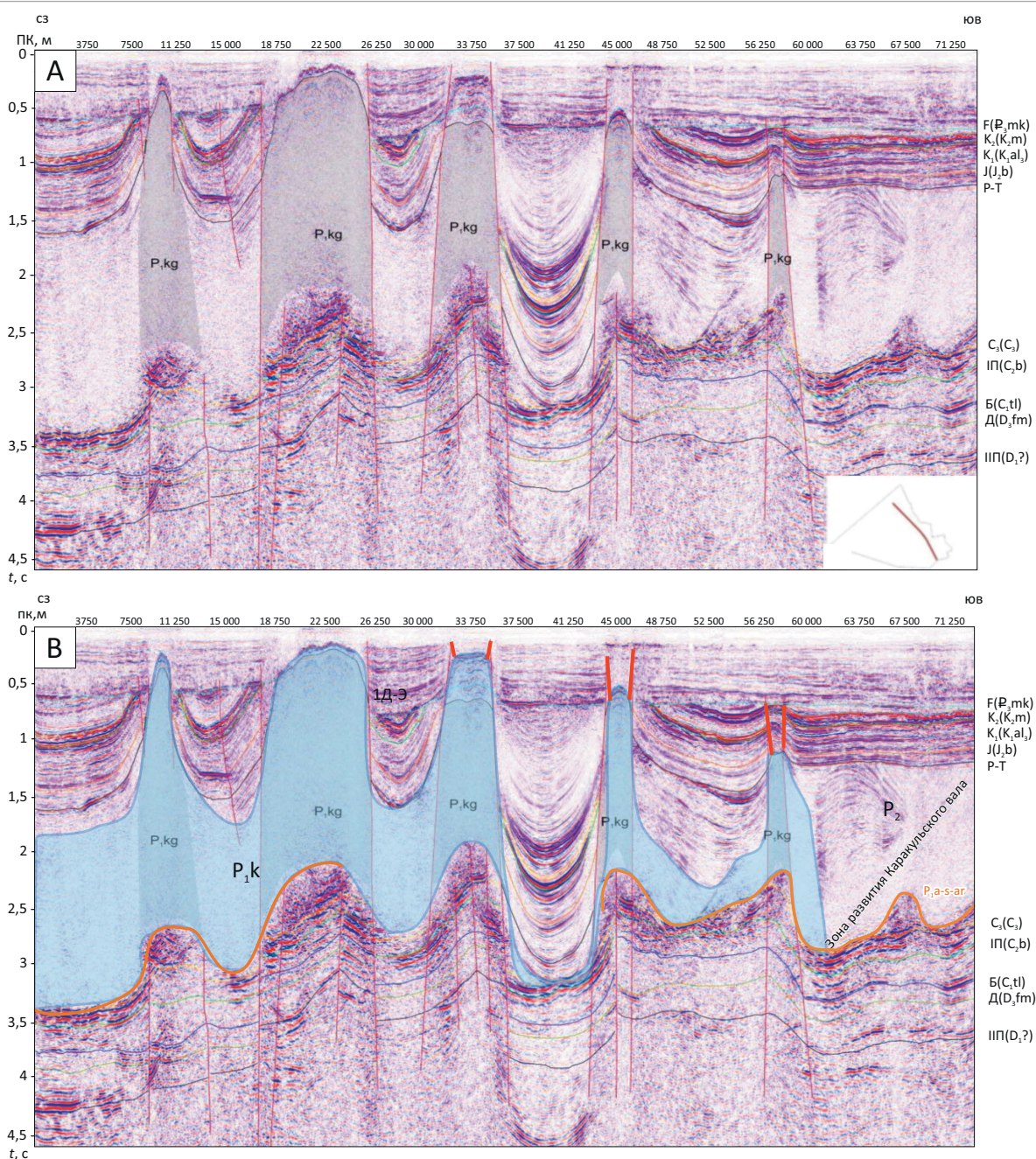
Методика картопостроения с помощью средних скоростей подходит для получения структурных карт по надсолевым ОГ, но не корректна для построения первой подсолевой границы. Данная граница должна быть построена от кровли соли с учетом ее корреляции по площади.

Несмотря на перечисленные, всем известные сложности при выделении подсолевых объектов, при интерпретации данных сейсморазведки из работы в работу переходят одни и те же ошибки по недоучету одного, а то и трех негативных фактов, что в результате приводит к неудачному бурению поис-



Рис. 7. Временной разрез по линии профиля 16210307 в районе исследуемой территории

Fig. 7. Seismic time section along 16210307 Line within the study area



Варианты корреляции кровли соляного массива: А — ошибочное выделение границ соляных тел, В — более точное выделение границ соляных тел.

Усл. обозначения см. на рис. 4

Options of salt massive Top tracing: A — erroneous identification of salt bodies boundaries, B — more accurate identification of salt bodies boundaries.

For Legend see Fig. 4

ково-оценочных и разведочных скважин. На рис. 7 показан пример ошибочно проведенной интерпретации в сложных условиях соляно-купольной тектоники.

Одним из основных условий успешного построения сейсмических изображений в условиях

соляно-купольной тектоники является правильно подобранная глубинно-скоростная модель. Однако соляные тела создают множество серьезных осложнений на пути решения данной проблемы. Это связано с большим контрастом скорости на границе между солью и окружающими осадочными породами, а также со сложной формой поверхности соля-

ных тел. Помимо изначально сложной конфигурации, поверхность соли может быть дополнительно усложнена процессами растворения и провалами. В результате на поверхности соли происходят сильные процессы преломления и рассеяния сейсмических волн, часто приводящие к слабой «освещенности» подстилающих границ соли.

Как показывает практика, основным достоверным источником информации по скоростной характеристике разреза в целом и кунгурских галогенных отложений в частности являются только методы ВСП и АК. Для изучения скоростной характеристики разреза и стратиграфической привязки отраженных волн исследования методом ВСП проведены в скв. Доланско-Эрдниевская-1, которая вскрыла отложения от фаменского яруса позднего девона до четвертичного возраста.

Трассирование разломов как единых нарушений начиная с надсолевых отложений (пересекая всю толщу соли) и вплоть до подсолевых отложений, противоречит особенностям механизмам соляно-купольного тектогенеза (см. рис. 7).

Нужно иметь в виду, что все неровности на временных разрезах на уровне подсолевых отложений в условиях соляно-купольной тектоники обусловлены конфигурацией соляных тел. Как правило, при корректно построенной глубинно-скоростной модели на глубинных разрезах ложные нарушения в подсолевых отложениях сглаживаются.

Таким образом, еще раз разбирая существующие в практике варианты ошибок при интерпретации сейсморазведочных данных, можно приблизиться к наиболее верному отображению подсолевых отложений.

При детальном изучении морфологии соляных куполов четко выделяются зоны или области с разной степенью прорыва надсолевого комплекса, крутизной соляных склонов и разным характером их наклона. Над куполами породы обычно разбиты многочисленным разрывным нарушениям в виде кольцевых и радиальных сбросов, образующих так называемую структуру разбитой тарелки (рис. 8). В процессе соляного диапиризма формируются ловушки по надсолевым отложениям, которые являются тектонически экранированными или примыкающими к боковым стенкам соляных куполов.

В пределах северо-западной части свода в надсолевых отложениях нижнемелового комплекса в пределах Халганского соляного купола было открыто Халганское месторождение. В нижнеальбских песчаниках выявлены две тектонически экранированные газовые залежи, расположенные в сводовой части купола. При испытании скв. Халганская-1 в интервалах 1174–1177 и 1226–1228 м дебиты составили 48,6 м³/сут на 5,7-мм штуцере и 270 м³/сут на 15,8-мм штуцере (метан — 86,9 %). В скв. Халганская-9 с глубины 1258 м произошел газовый выброс из верхнемеловых отложений. В течение 1 сут скважина фонтанировала газом с водой.

Углеводородный потенциал может повыситься с учетом имеющегося резерва слабоизученных и неразведанных соляных куполов. Перспективной в данном отношении является площадь западнее скв. Правобережная-1, где еще развита соляно-купольная тектоника.

В пределах юго-западной части рассматриваемого участка сеть сейсмических профилей расположена неравномерно, менее всего изучены юго-западная и западная части рассматриваемого участка. Средняя плотность информативной сети профилей составляет 0,9 км/км², что полностью не соответствует критериям подготовки нефтегазоперспективных объектов в сложных геологических условиях. Для обеспечения достоверности выявления структурных особенностей перспективных объектов и их глубин залегания плотность сети сейсмических профилей должна быть не ниже 1,8–2 км/км².

Обеспечение максимально полного опосредования перспективных объектов с оценкой ресурсов УВ и перевода их в запасы промышленных категорий достигается постановкой сейсморазведки МОГТ-3D с опорой на поисково-оценочные и разведочные скважины.

Необходимо проводить обработку сейсмических данных с использованием новейших приемов корреляции кровли соляных отложений и последующим глубинно-динамическим анализом (миграция до суммирования — PSDM) с учетом возможных нарушений и крутых углов наклона ОГ (применение программного комплекса GeoDepth). Использование при обработке сейсмических данных методики интерпретационной обработки предусматривает детальное восстановление глубинно-скоростной модели на основе глубинной миграции до суммирования и томографии в области скорость–анизотропия.

Для существенного повышения качества сейсмического изображения в сложных геолого-геофизических условиях соляно-купольной тектоники необходимо проводить дополнительную обработку сейсмических данных при помощи технологии обработки «Мультифокусинг», направленной, в первую очередь, на повышение разрешающей способности отраженных волн за счет повышения отношения сигнал–помеха и позволяющей существенно улучшить качество сейсмического изображения в условиях развитой соляно-купольной тектоники.

Решение вопросов происхождения и структуры геологических объектов лишь на основе сейсмических материалов в условиях Прикаспийской впадины часто приводит к ошибкам [6], в связи с этим необходимо проведение комплекса геофизических исследований для выявления перспективных нефтегазоносных ловушек УВ [7, 8].

В первую очередь, кроме сейсморазведочных данных необходимо использовать геопотенциаль-

**Рис. 8.** Тектонические нарушения в пределах соляных куполов**Fig. 8.** Faults within the salt domes

ные поля — грави- и магниторазведку, которые позволят уточнить конфигурацию соляных куполов и, как следствие, более надежно выделить ловушки УВ.

Авторами статьи уже была опробована методика уточнения конфигурации соляных тел с использованием данных гравиразведки [9–11] в северо-западной части Прикаспийской впадины. Данная методика включает комплексный анализ сейсмо-, грави- и магниторазведочных данных на основе 3D-геологического моделирования в программном комплексе GravMagInv (рис. 9). Масштаб съемки геопотенциальных полей должен быть не меньше, чем 1:200 000. Для выполнения разных видов геофизических исследований и интерпретации данных съемок необходимо спроектировать исследования с обязательным заходом на имеющиеся месторождения (месторождения-аналоги) и опираться в дальнейшем на них как на выбранный эталон.

В дальнейшем подобного рода работа планируется для уточнения конфигурации соляных куполов на основе комплексирования геофизических данных по изучаемой площади на юго-западной периферии Астраханского свода.

Выводы

Проведенные исследования показали, что для получения более надежной картины развития соляно-купольной тектоники необходимо продолжить выполнять большой объем работ, включающий:

- широкомасштабную съемку МОГТ-3D новейших модификаций с опорой на поисково-оценочное и разведочное бурение глубоких скважин;
- анализ скважинных данных, относящихся непосредственно к изучаемому участку или сопредельным территориям;
- изучение скоростных параметров для всех сейсмокомплексов;

- использование при обработке сейсмических данных новейших технологий, которые позволят существенно повысить качество сейсмического изображения в условиях развитой соляно-купольной тектоники;

- корректное выявление разломов, неоднозначность которых обусловлена присутствием соляной тектоники;

- увязку всей имеющейся геолого-геофизической информации;

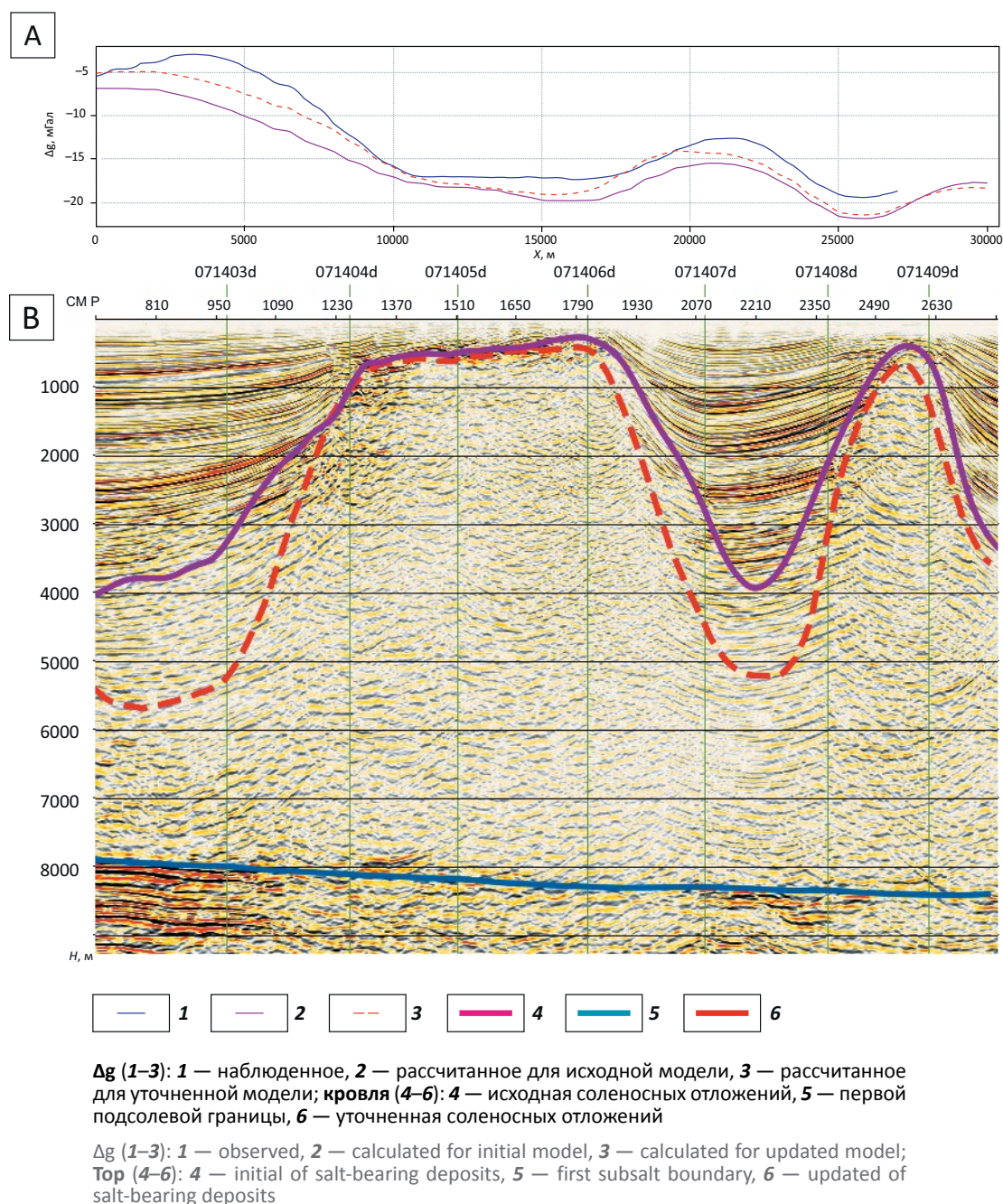
- продолжение изучения надсолевого комплекса на юго-западной периферии Астраханского свода, где развита соляно-купольная тектоника. Наличие на северо-западе свода Халганского месторождения в надсолевых отложениях позволяет надеяться на реальные перспективы нефтегазоносности надсолевых отложений и на восточном сегменте изучаемой площади;

- проведение комплекса геофизических исследований, например, таких как сейсмическая, грави- и магнитометрическая съемки, для снижения геологических рисков, направленных на поиск ловушек УВ, для уточнения конфигурации соляных куполов, разломов, районирования территории с выделением перспективных в нефтегазоносном отношении объектов.

Имея многолетний опыт работы в сложных условиях соляно-купольной тектоники, авторы статьи признают, что достоверность результатов решения «динамических» задач сейсморазведки зависит от множества факторов, и оптимальные методики поисков залежей нефти и газа в этих условиях, которые были бы готовы к применению, еще не разработаны.

Для поиска перспективных объектов как в отложениях надсолевого, так и подсолевого комплексов пород, в сложных условиях соляно-купольной

Рис. 9. Уточнение кровли соленосных отложений на основе комплексирования сейсморазведки (А) и гравиразведки (В)
Fig. 9. Updating the salt-bearing deposits Top using integration of seismic (A) and gravimetry (B) data



тектоники необходимо реализовывать в полной мере весь потенциал имеющихся технологий и приемов.

Изложенный материал — попытка авторов еще раз сделать акцент на основные ошибки выделения подсолевых отложений, чтобы привлечь внимание геологов и геофизиков на основные негативные факторы, существующие при выделении ловушек УВ в сложных геолого-геофизических условиях.

Для выявления перспективных ловушек с целью поиска УВ в условиях Прикаспийской впадины авторы статьи рекомендуют применение ком-

плексного анализа геофизических данных (сейсмо-, грави- и магниторазведочных) на основе 3D-геологического моделирования.

Такой подход будет способствовать повышению обоснованности и объективности оценок прогнозных ресурсов надсолевого и подсолевого комплексов Прикаспийской впадины, снижению рисков, повышению инвестиционной привлекательности слабоизученных районов и интереса недропользователей к поиску и разведке перспективных объектов.

Литература

1. Воронин Н.И. Особенности развития Астраханского свода // Геология нефти и газа. – 1980. – № 5. – С. 33–38.
2. Воронин Н.И. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юго-западной части Прикаспийской впадины. – Астрахань : Изд-во АГТУ, 2004. – 164 с.
3. Бродский А.Я., Юров Ю.Г., Волож Ю.А. Новый взгляд на строение Астраханского подсолевого поднятия // Недра Поволжья и Прикаспия. – 1997. – № 12. – С. 31–41.
4. Писаренко Ю.А., Гончаренко О.П., Писаренко В.Ю. Особенности строения нижнепермской соленосной толщи и характер проявления соляного тектогенеза в северном и северо-западном обрамлении Прикаспийской впадины. Статья 1 // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. – 2021. – Т. 21. – № 1. – С. 58–64.
5. Писаренко Ю.А., Гончаренко О.П., Писаренко В.Ю. Особенности строения нижнепермской соленосной толщи и характер проявления соляного тектогенеза на территории Прикаспийской впадины. Статья II // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. – 2021. – Т. 21. – № 2. – С. 93–102.
6. Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. Соляно-купольная тектоника передовых прогибов в структурном аспекте // Вестник Академии наук РБ. – 2010. – Т. 15. – № 3. – С. 4–18.
7. Алиева С.А. Геодинамические и геологические факторы образования крупных месторождений углеводородов в подсолевых отложениях Северо-Каспийского региона // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2020. – Т. 63. – № 2. – С. 47–60. DOI: 10.32454/0016-7762-2020-63-2-47-60.
8. Матусевич А.В. Гравиразведка Прикаспийской впадины. – Ливны : Изд-во Мухаметов Г.В., 2013. – 176 с.
9. Сокулина К.Б., Попова П.Ф., Сивожелезов Е.В. Геологическое изучение недр, включая поиски и оценку месторождений углеводородного сырья в надсолевых отложениях северо-западной части Прикаспийской впадины // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2023. – № 2. – С. 114–119.
10. Сокулина К.Б., Хуснуллина Г.Ф., Сивожелезов Е.В., Дмитриев В.А. Комплексирование геофизических данных с целью поиска залежей УВС в северо-западной части Прикаспийской впадины // Геофизика. – 2023. – № 4. – С. 84–88. DOI 10.34926/geo.2023.18.44.013.
11. Сокулина К.Б., Хуснуллина Г.Ф., Сивожелезов Е.В., Дмитриев В.А. Комплексирование геофизических данных с целью районирования территории для поиска ловушек УВС в условиях соляно-купольной тектоники Прикаспийской впадины // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2023. – № 3. – С. 122–129.

References

1. Voronin N.I. Peculiarities of the Astrakhan arch development. *Russian Oil And Gas Geology*. 1980;(5):33–38. In Russ.
2. Voronin N.I. Osobennosti geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnost' yugo-zapadnoi chasti Prikaspiiskoi vpadiny [Features of geological structure and hydrocarbon potential of south-western part of Caspian Basin]. Astrakhan: Izdatelstvo AGTU, 2004. 164 p. In Russ.
3. Brodskii A.Ya., Yurov Yu.G., Volozh Yu.A. Novyi vzglyad na stroenie Astrakhanskogo podsolevogo podnyatiya [New insight into the structure of the Astrakhan subsalt uplift]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 1997;(12):31–41. In Russ.
4. Pisarenko Yu.A., Goncharenko O.P., Pisarenko V.Yu. Structural features of the lower permian salt-bearing series and the character of salt-tectogenesis manifestations in the northern and northwestern margins of the Caspian depression. Paper 1. *Izvestiya of Saratov University. New series. Series: Earth Sciences*. 2021;21(1):58–64. In Russ.
5. Pisarenko Yu.A., Goncharenko O.P., Pisarenko V.Yu. Structural features of the lower permian salt-bearing series and the character of salt-tectogenesis manifestations in the northern and northwestern margins of the Caspian depression. Paper 2. *Izvestiya of Saratov University. New series. Series: Earth Sciences*. 2021;21(1):93–102. In Russ.
6. Kazantsev Yu. V., Kazantseva T.T. Foredeep Salt-Dome Tectonics in the Structural Aspect. *Herald of the academy of sciences of the republic of Bashkortostan*. 2010;15(3):4–18. In Russ.
7. Aliyeva S.A. Geodynamic and geological factors in the formation of large hydrocarbon deposits in subsalt sediments of the North Caspian region. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2020;63(2):47–60. DOI: 10.32454/0016-7762-2020-63-2-47-60. In Russ.
8. Matusevich A.V. Gravirazvedka Prikaspiiskoi vpadiny [Gravity exploration of the Caspian depression]. Livni: Publisher. Mukhametov G.V., 2013, 176 p. In Russ.
9. Sokulina K.B., Popova P.F., Sivozhelozov E.V. Geologicheskoe izuchenie neдр, vkluchaya poiski i otsenku mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ia v nadsolevykh otlozheniyakh Severo-Zapadnoi chasti Prikaspiiskoi vpadiny [Geological study of the subsoil, including prospecting and evaluation of hydrocarbon deposits in suprasaline deposits of the North-Western part of the Caspian basin]. *Pribory i sistemy razvedochnoi geofiziki*. 2023;(2):114–119. In Russ.
10. Sokulina K.B., Khusnullina G.F., Sivozhelozov E.V., Dmitriev V.A. Complexation of geophysical data for the purpose of prospecting for hydrocarbon deposits in the northwestern part of the Caspian depression. *Geophysics*. 2023;(4):84–88. DOI 10.34926/geo.2023.18.44.013. In Russ.
11. Sokulina K.B., Khusnullina G.F., Sivozhelozov E.V., Dmitriev V.A. Kompleksirovanie geofizicheskikh dannykh s tsel'yu raionirovaniya territorii dlya poiska lovushek UVS v usloviyakh solyanokupol'noi tektoniki Prikaspiiskoi vpadiny [Complexation of geophysical data for the purpose of zoning the territory to search hydrocarbon deposits in the conditions of salt-dome tectonics of the Caspian basin]. *Pribory i sistemy razvedochnoi geofiziki*. 2023;(3):122–129. In Russ.

Информация об авторах

Сокулина Ксения Борисовна

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент, научный консультант

ООО «ЦГМ НИР Поволжья»

410033 Саратов, ул. Гвардейская, д. 23Б

e-mail: sokulinakb@cgmnr.ru

SPIN: 5422-7166

Войтович Сергей Евгеньевич

Главный геолог, первый заместитель начальника управления

Татарское геологоразведочное управление

ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

420021 Республика Татарстан, Казань, ул. Татарстан, д. 14/59

e-mail: voytovich@tatneft.ru

Попова Полина Федоровна

Ведущий геофизик

ООО «ТЕРРАПОД»

410033 Саратов, ул. Гвардейская, д. 23Б

e-mail: popovapf@cgmnr.ru

Хуснуллина Гульназ Фанисовна

Главный геофизик

ООО «ЦГМ НИР Поволжья»

410033 Саратов, ул. Гвардейская, д. 23Б

e-mail: khusnullina@cgmnr.ru

Сивожелезов Евгений Викторович

Главный геолог

ООО «ТЕРРАПОД»

410033 Саратов, ул. Гвардейская, д. 23Б

e-mail: ev@cgmnr.ru

Information about authors

Kseniya B. Sokulina

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Associate Professor, Scientific Adviser

LLC «TcGM NIR Povolzhya»;

410033, Saratov, Gvardeiskaya, 23B

e-mail: sokulinakb@cgmnr.ru

SPIN: 5422-7166

Sergei E. Voitovich

Chief Geologist, First Deputy Head of Administration

Tatar Geology and Prospecting Administration

of TATNEFT

14/59, ul. Tatarstan, Kazan, 420021, Republic of Tatarstan

e-mail: voytovich@tatneft.ru

Polina F. Popova

Leading Geophysicist

LLC «TERRAPOD»

410033 Saratov, Gvardeiskaya, 23B

e-mail: popovapf@cgmnr.ru

Gulnaz F. Khusnullina

Chief Geophysicist

LLC «TcGM NIR Povolzhya»

410033, Saratov, Gvardeiskaya, 23B

e-mail: khusnullina@cgmnr.ru

Evgenii V. Sivozhelezov

Chief Geologist

LLC «TERRAPOD»

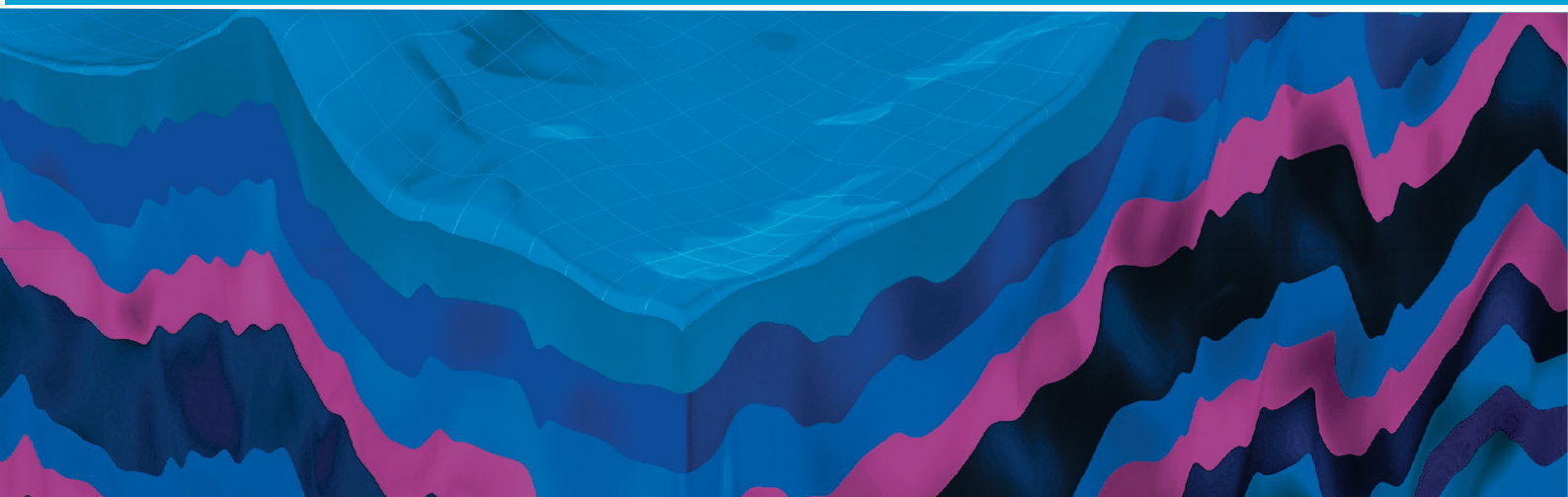
410033, Saratov, Gvardeiskaya, 23B

e-mail: ev@cgmnr.ru



Геомодель 2024

26-я конференция по вопросам геологоразведки
и разработки месторождений нефти и газа



Темы научных сессий

1. Нефтегазовая и рудная геология
2. Региональные сессии
3. Сейсморазведочные исследования
4. Несейсмические и дистанционные методы поисков: гравиразведка, магниторазведка, электроразведка, геохимия и др.
5. Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных
6. Методы промысловой геофизики и петрофизики, рок-физика, геомеханика
7. Практика количественного анализа геолого-геофизической информации
8. Разработка месторождений
9. Алгоритмы и современные математические методы в геонауках
10. Вызовы XXI века
11. Гибридизация физических моделей и машинного обучения в задачах нефтегазовой отрасли

9-12 СЕНТЯБРЯ 2024 Г. / ГЕЛЕНДЖИК, РОССИЯ

www.geomodel.ru

УДК 553.98 (551.71/72)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-4-33-39

Вариант стратификации вендских отложений Прикамья для решения задач нефтяной геологии

© 2024 г. | Т.В. Савинова, К.В. Костарева, Т.Т. Макиев

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия; Tatyana.Savinova@pnn.lukoil.com; Kseniya.Kostareva@lukoil.com; Timur.Makiev@pnn.lukoil.com

Поступила 28.03.2024 г.

Доработана 08.04.2024 г.

Принята к печати 03.05.2024 г.

Ключевые слова: вендские отложения; стратотипы венда; нефтегенерация; геохимия органического вещества; нефтегазоносность вендских пород.

Аннотация: Современная стратиграфическая шкала докембрия Волго-Уральской нефтегазоносной области требует доработки на основе получения новых материалов глубокого бурения и пересмотра ретроспективных данных. Установлено противоречие между объемами стратотипов бородулинской и кудымкарской серий. Как один из вариантов решения проблемы, предлагается увеличить объем бородулинской серии за счет кочевской свиты, выделяемой еще в 1966 г. А.В. Кутуковым. Предложен к использованию новый вариант схемы корреляции вендских отложений восточных частей Волго-Уральской области и Урала. Успешность прогноза залежей углеводородов обеспечивается верной корреляцией пластов на основе детально проработанной стратиграфической шкалы. Кроме того, выполнен анализ результатов геохимических исследований керн глубоких скважин и выходящих на поверхность вендских пород на Урале. На платформе отложения залегают на глубинах, благоприятных для генерации углеводородов нефтяного ряда. Наличие органического вещества отмечается по всему разрезу венда. Оно несет черты как миграционного, так и сингенетического характера. Высокие показатели содержания органического вещества в вендских отложениях свидетельствуют о возможном их вкладе в нефтегазоносность, в том числе и в вышележащую часть разреза.

Для цитирования: Савинова Т.В., Костарева К.В., Макиев Т.Т. Вариант стратификации вендских отложений Прикамья для решения задач нефтяной геологии // Геология нефти и газа. – 2024. – № 4. – С. 33–39. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-4-33-39.

Option for stratigraphy of Vendian deposits in Kama Region for the purposes of petroleum geology

© 2024 | T.V. Savinova, K.V. Kostareva, T.T. Makiev

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPIneft Branch, Perm, Russia; Tatyana.Savinova@pnn.lukoil.com; Kseniya.Kostareva@lukoil.com; Timur.Makiev@pnn.lukoil.com

Received 28.03.2024

Revised 08.04.2024

Accepted for publication 03.05.2024

Key words: Vendian deposits; Vendian type section; oil generation; Organic Matter geochemistry; petroleum potential of Vendian series.

Abstract: The current Precambrian stratigraphic chart of the Volga-Urals Petroleum Region requires correction based on new deep drilling data acquisition and revision of historical data. Contradiction between the volumes of Borodulinsky and Kudymkarsky type sections was found. As one of the options to solve the problem, the authors propose to increase the Borodulinsky group volume out of the Kochevskaya Formation identified by A.V. Kutukov back in 1966. The authors propose using a new version of Vendian series correlation chart for eastern parts of Volga-Urals Region and Urals. Successful prediction of hydrocarbon accumulations should be based on correct correlation of formations using a detailed stratigraphic chart. In addition, an analysis of geochemical studies of core taken from deep wells and Vendian rocks the come out to the day in Urals was carried out. On the platform, the sediments occur at depths favourable for petroleum-type hydrocarbon generation. Organic Matter presence is found throughout the Vendian section, which bears features of both migration and syngensis nature. The high Organic Matter content in the Vendian sediments is indicative of their possible contribution to petroleum potential, including the overlying part of the section.

For citation: Savinova T.V., Kostareva K.V., Makiev T.T. Option for stratigraphy of Vendian deposits in Kama Region for the purposes of petroleum geology. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(4):33–39. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-4-33-39. In Russ.

Введение

История изучения верхнепротерозойских отложений Волго-Уральской области уходит своими корнями в первую половину XX в., когда они впервые были вскрыты в 1944–1945 гг. на Бавлинской площади (Республика Татарстан), получив соответствующее название «бавлинские». Однако этот термин в 1960-е гг. вышел из употребления в связи с

несостоятельностью, так как серия объединяла литологически и тектонически разновозрастные комплексы пород. Нижняя часть серии представлена комплексом красноцветных карбонатно-глинистых песчаных пород рифея, а верхнебавлинская часть сложена преимущественно сероцветными глинисто-песчаными отложениями венда. Рифейские и вендские отложения Волго-Уральской области, в том

числе и под названием бавлинская свита, подробно описаны в работах А.А. Трофимука (1950), К.Р. Тимергазина (1958, 1959, 1962), Б.С. Соколова (1958), Л.Ф. Солонцова (1954, 1959, 1966), З.П. Ивановой, М.М. Веселовской (1959), А.А. Клевцовой и Е.М. Аксенова (1966), А.В. Кутукова (1966), Б.М. Келлера (1966, 1968) [1], В.В. Кирсанова (1971), М.М. Алиева (1977) и ряда других авторов.

Особого внимания заслуживают работы по изучению верхнедокембрийских отложений, которые внесли существенный вклад в расчленение и корреляцию платформенных разрезов Волго-Уральской области и Южного Урала. Такие исследования провели К.Р. Тимергазин, Н.С. Шатский, Б.М. Келлер, М.И. Гаранев, А.И. Олли, Л.Д. Ожиганова, И.Е. Постникова, Ю.Р. Беккер, В.И. Козлов, Е.М. Аксенов, С.Г. Морозов, Л.Ф. Солонцов, К.Э. Якобсон, В.Н. Пучков, Н.Д. Сергеева и многие другие исследователи. Изучению платформенных разрезов северных районов Волго-Уральской области посвящены работы А.В. Кутукова, М.М. Балашовой, Г.М. Фроловича, В.Н. Шварева, В.М. Проворова, Ю.А. Ехлакова, А.З. Кобловой, Т.В. Карасевой (Белоконь), Н.Е. Соснина, В.М. Неганова, С.Е. Башковой и других специалистов. Разрезы докембрия Среднего Урала описаны С.В. Младших (1965), Б.Д. Аблизиным и Ф.А. Курбачкой (1966), С.Б. Сусловым и В.Н. Зориным (2004), Г.П. Снитко (2009, 2013, 2017) [2–3], И.В. Коротковым (2013) [4], В.П. Водолазской (2015) [5] и др. Строение отложений верхнего протерозоя Северного Урала Прикамья освещено в трудах Н.Г. Чочиа (1955), В.Я. Алексеева, Г.Г. Морозова, С.Н. Петухова (2000), В.В. Куртлацкова, Н.П. Тетерина, В.К. Серебренникова и др.

В настоящее время для стратиграфического расчленения верхнепротерозойских разрезов скважин Волго-Уральской области используют Стратиграфическую схему по докембрию, утвержденную в 1999 г. в Уфе. Однако стратиграфические схемы венда для Верхнекамской впадины, разработанные еще А.В. Кутуковым и Е.М. Аксеновым, почти без изменений используются и в настоящее время (Уфа, 1999, с. 46). Так, веслянская свита, выделенная В.В. Кирсановым в 1968 г. как стратотип в скв. Усть-Черная-18 (интервал 1715–1800 м), в других скважинах не вскрыта. Свита представлена пестроцветными, плохо сортированными полимиктовыми, глинисто-алевропесчанистыми отложениями с обломками пород фундамента псефитовой размерности, с линзами гравелита. Корреляция разрезов вендских отложений скважин Усть-Черная-18 – Северо-Мыйская-1 – Усть-Черная-Чердын-17 пр. и Тимшерская-19 позволила установить, что веслянская свита соответствует нижней части бородулинской серии верхнего венда (рис. 1). Нижневендские отложения, имеющие надежный репер «следы оледенения» в виде тиллитовидных конгломератов, на территории Прикамья сохранились от размытия лишь в районах Среднего и Северного Урала, а также в Предтиманском прогибе (скв. Кельтмин-

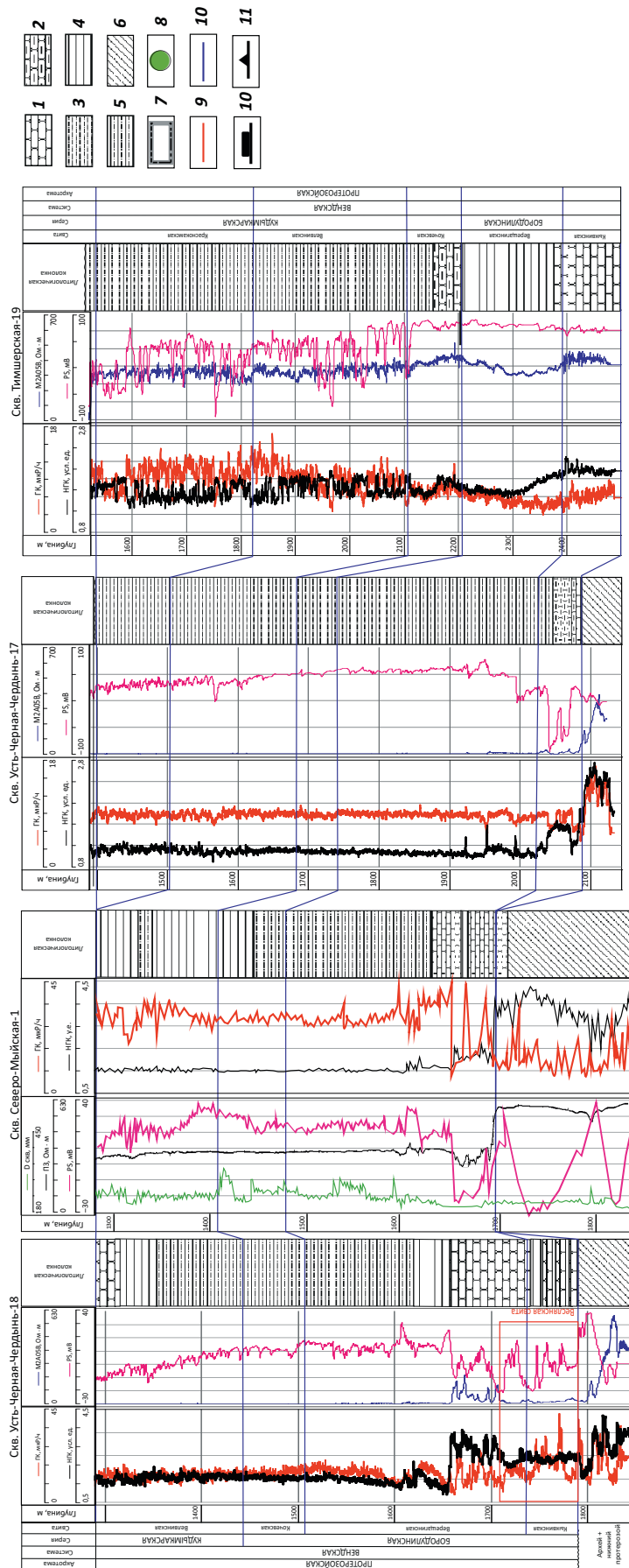
ская-1). Закартированные геологической съемкой усть-чурочинские отложения имеют спорное стратиграфическое положение. Одни авторы относят их к завершающей фазе рифейского цикла седиментации (RF₃), основываясь в том числе на определении радиологического возраста пород по глаукониту — 658–693 млн лет [6]. Другие связывают их с началом вендского периода, обосновывая несогласным залеганием на закарстованной поверхности низьвенской свиты верхнего рифея, обломочным сероцветным составом пород гравелитового типа и наличием в основании нижней толщи тиллитовидных конгломератов [7]. Кроме того, усть-чурочинская и чурочинская свиты уверенно коррелируются с вильвенской свитой восточных районов Среднего Урала, а также с танинской, гаревской, койвинской свитами Кваркушко-Каменногорского антиклинария (рис. 2).

А.А. Клевцова в 1965 г. разделила верхневендские отложения на бородулинскую (каировскую) и кудымкарскую (шкаповскую) серии. Бородулинская серия со стратотипом в скв. Бородулинская-1 (интервал 2482–2971 м) расчленена на кыквинскую (Аксенов Е.М., 1967) и верещагинскую (Кутуков А.В., 1966) свиты. Из-за частой смены наименований свит и их объемов в схеме 2000 г. выявилась накладка. Кровля верещагинской свиты в стратотипическом разрезе бородулинской серии находится на глубине 2613 м, а не на 2482 м (см. рис. 1). Стратотип кудымкарской серии установлен в опорной скв. Кудымкарская-1, пробуренной на Старцевском поднятии Кудымкарского вала. Позднее была разбурена и сама Кудымкарская структура, где скв. Кудымкарская-1 тоже вскрыла вендские отложения, но не в полном объеме и внесла тем самым путаницу. Нижняя граница кудымкарской серии в стратотипе опорной скв. Старцевская находится на глубине 2480 м (Клевцова А.А. и др., 1965) и хорошо сопоставляется с опорной скв. Бородулинская. Таким образом, получилось стратиграфическое окно, которое следует заполнить кочевской свитой, которую выделил А.В. Кутуков (1966) и детально проследил на северо-западе Пермского края [8]. В то же время, термин «кочевская свита» применял Е.М. Аксенов (1967), но в другом объеме. Впоследствии (Аксенов Е.М., 1972) этому стратиграфическому уровню дал название «велвинская свита» со стратотипом в опорной скв. Старцевская (интервал 2308–2582 м). В результате появилось противоречие между объемами бородулинской и кудымкарской серий. Во избежание этого Ю.А. Ехлаков предложил ввести в стратиграфическую схему венда кочевскую свиту в первоначальном ее понимании (Кутуков А.В., 1966). Поддерживая эти предложения, предлагается бородулинскую серию в Пермском Прикамье подразделять на три свиты: кыквинскую, верещагинскую и кочевскую. В таком объеме она сопоставляется с редкинской серией Московской синеклизы.

Кыквинская свита (стратотип в скв. Киенгопская-1, интервал 2324–2412 м) представлена



Рис. 1. Схемы корреляции и сопоставления опорных скважин венских стратотипов
Fig. 1. Vendian type sections: correlation charts and matching of key wells



1 — песчаник; 2 — песчаник глинистый; 3 — алевролит; 4 — аргиллит; 5 — переслаивание аргиллитов и алевролитов; 6 — гранитоиды; 7 — административная граница Пермского края; 8 — скважины, номер; линии схемы (9, 10): 9 — корреляции, 10 — сопоставления опорных скважин; границы тектонических элементов (11, 12): 11 — Предуральского прогиба, 12 — крупных тектонических структур

1 — sandstone; 2 — argillaceous sandstone; 3 — siltstone; 4 — claystone; 5 — claystone and siltstone intercalation; 6 — granite; 7 — administrative border of Perm Krai; 8 — well number; section lines (9, 10): 9 — correlations, 10 — key well matching; tectonic element boundary (11, 12): 11 — Ural Foredeep, 12 — large tectonic elements

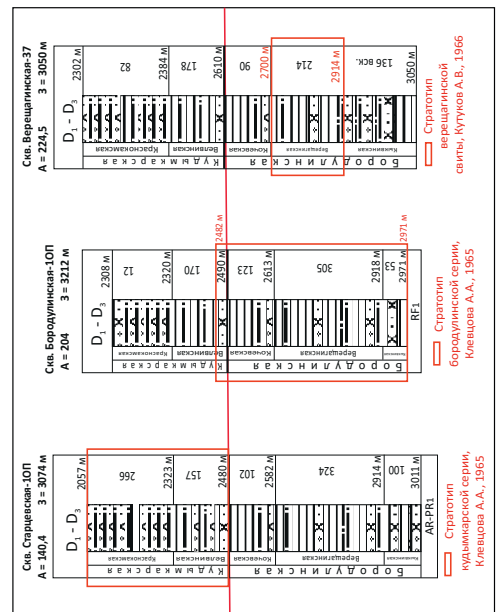
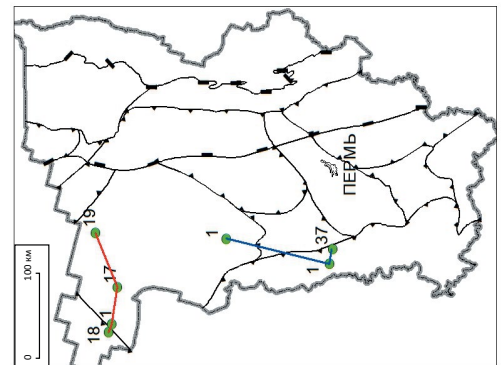




Рис. 2. Схема корреляции вендских отложений восточных частей Волго-Уральской области (2000 г.) и Урала (1994 г.) с изменениями (Пост. МСК ..., 2002; 2008) Ю.А. Ехлакова (2016) и Т.В. Савиновой (2023) [9–11]

Fig. 2. Vendian series correlation chart for eastern parts of Volga-Urals Region (2000) and Urals (1994), modified (Multiagency Stratigraphy Commission resolution..., 2002; 2008) by Yu.A. Ekhlakov (2016) and T.V. Savinova (2023) [9–11]

Система	Отдел	Горизонт	Регион, страт. подразделения	Органикогенные микрофоссилии	МСП	Корреляция местных стратиграфических разрезов																																																																																																												
						Верхнекамская впадина		Центральная и западная часть Пермского края	Кельтменский вал	Средний и северный Урал																																																																																																								
						Западная часть	Восточная и южная части			Серия	Кваркушско-Каменногорский район	Устьвинско-Сылвицкий и Синезерский районы	Полудовский район (полудовская макротиллоидальная, колчасская антиклиналь)																																																																																																					
Перекрывающие образования						D ₁ - D ₃	D ₁ - D ₃	D ₁ - D ₃	D ₁₍₇₎ - D ₃																																																																																																									
535 ± 1	Ровенский	Котлинский	Ровенский	Leiotrichoides gracilis Plat., L. typicus Herm., leiosphaeridia obsueta (Naum.), Trachytrichoides cf. ovalis Herm., Siphonophycus sp.	Кушкарская	Кочевская свита	Краснокамская свита	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																																									
																Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																														
																											Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																			
																																						Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																								
																																																	Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																													
																																																												Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																		
																																																																							Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																							
																																																																																		Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																												
																																																																																													Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																	
																																																																																																								Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита						
Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																																														
											Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																																			
																						Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																								
																																	Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																													
																																												Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																		
																																																							Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																							
																																																																		Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																												
																																																																													Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																	
																																																																																								Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																						
																																																																																																			Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита											
																																																																																																														Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита
Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																																														
											Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																																			
																						Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																								
																																	Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																													
																																												Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																		
																																																							Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																							
																																																																		Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																												
																																																																													Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																	
																																																																																								Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																						
																																																																																																			Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита											
																																																																																																														Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита
Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																																														
											Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																																			
																						Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																								
																																	Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																													
																																												Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																		
																																																							Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																							
																																																																		Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																												
																																																																													Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																	
																																																																																								Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																						
																																																																																																			Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита											
																																																																																																														Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита
Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																																														
											Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																																			
																						Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																								
																																	Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																													
																																												Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																		
																																																							Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																							
																																																																		Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																												
																																																																													Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																	
																																																																																								Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																						
																																																																																																			Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита											
																																																																																																														Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита
Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																																														
											Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																																			
																						Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																								
																																	Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																													
																																												Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																		
																																																							Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																							
																																																																		Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																												
																																																																													Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																	
																																																																																								Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																						
																																																																																																			Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита											
																																																																																																														Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита
Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																																														
											Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																																			
																						Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																								
																																	Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																													
																																												Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																		
																																																							Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																							
																																																																		Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																												
																																																																													Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																	
																																																																																								Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																						
																																																																																																			Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита											
																																																																																																														Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита
Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																																														
											Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																																			
																						Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																																								
																																	Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																													
																																												Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита	Усть-Сылвицкая свита																																																																		
																																																							Кушкарская	Кочевская свита	Красноцветные и песчаноцветные песчаники и алевролиты	Мезеловская свита																																																								

Усл. обозначения к рис. 2

Legend for Fig. 2

1 — мощность отложений, м; 2 — отсутствие отложений; 3 — изотопный возраст глауконита (K-Ar метод), млн лет.

МСП — местные стратиграфические подразделения, М — микрофоссилии, Э — эдиакарская фауна, В — вулканогенно-осадочные горизонты, А — акритархи

1 — thickness of deposits, m; 2 — absence of deposits; 3 — glauconite isotope age (K-Ar method), Ma.

МСП — local stratigraphic units, М — micro-fossils, Э — Ediacaran fauna, В — igneous-sedimentary horizons, А — acritarchs

чередованием серых полимиктовых песчаников и алевролитов с прослоями и пачками конгломератов, гравелитов и темно-серых аргиллитов мощностью 0–200 м. Верещагинская свита (стратотип в скв. Верещагинская-37, интервал 2700–2914 м) сложена серыми аргиллитами, светло-серыми алевролитами и редкими песчаниками, которые образуют три осадочных ритма (туфоаргиллиты и пепловые туфы) мощностью до 380 м. Для правильной корреляции подошвы верещагинской свиты с основанием гаврилов-ямской свиты Московской синеклизы необходимо в стратотипе (скв. Старцевская-1ОП) нижнюю границу опустить до глубины 3011 м. Тогда интервал 2914–3011 м в стратотипе и в других разрезах Прикамья будет соответствовать киенгопской (кыквинской) свите А.В. Кутукова (1966) или толще нижнебородулинской подсвиты¹.

Кочевская свита (стратотип автором не указан, вероятно в скв. Кочевская-12, интервал 2130–2233 м) наиболее изучена в разрезе опорной скв. Старцевская-1 в интервале 2480–2582 м. Отложения свиты отсутствуют в южной части Пермского края. Внизу свита сложена песчано-алевролитовой пачкой, а сверху — алевролитово-аргиллитовой. От верещагинской свиты отличается отсутствием пачек шоколадно-коричневых аргиллитов, плоских глинистых галек («бляшек») и значительно меньшим объемом пестроокрашенных пород.

Песчаники и алевролиты преимущественно серые и зеленовато-серые полевошпатово-кварцевые, реже полимиктовые с глинистым и карбонатным цементом. Аргиллиты обычно темно-зеленовато-серые, иногда слабоизвестковистые. Встречаются пропластки витрокластических туфов, с которыми связаны жилы кальцита со структурой «конус в конус». Мощность свиты изменяется в пределах 0–138 м.

Велвинская свита мощностью до 315 м характеризуется чередованием темно-серых и пестроцветных аргиллитов, серых и светло-серых алевролитов и глауконитовых песчаников, которые группируются в 3, а на севере в 4 осадочных ритма. Краснокамская свита (Ларионова Е.Н., 1953) со стратотипом в скв. Краснокамская-8-Б (интервал 2080–2430 м) сложена красно- и пестроцветными песчаниками и алевролитами полимиктового и полевошпат-квар-

цевого состава с подчиненными прослоями и пачками аргиллитов [9]. Мощность свиты около 500 м.

Геохимия ОВ и нефтегазоносность вендских отложений

К.Р. Тимергазин — первый, кто заявил в 1945 г. о перспективности песчано-глинистых бавлинских отложений (под девонскими) после вскрытия этой «немой» толщи. Сегодня, в эпоху инноваций и научно-технического прогресса, верхнепротерозойские осадочные отложения Волго-Уральской нефтегазональной провинции вновь представляют собой стратегический объект прогноза нефтегазоносности глубоких горизонтов Прикамья. Отложения распространены на территории края повсеместно. Открытые в регионе в советские годы шесть залежей УВ, в тектоническом плане расположены в пределах Верхнекамской вендской впадины. Согласно нефтегазогеологическому районированию, они приурочены к Соколовской, Титпинской и Верещагинской зонам нефтегазонакопления (Центрально-Верхнекамский нефтегазональный район Верхнекамской нефтегазональной области). К породам кыквинской свиты приурочены многочисленные нефтепроявления, связанные с пластами V_v и V_{vi} . В отложениях верещагинской свиты закартирован пласт УВ — V_{iv} , а с велвинской свитой связан пласт V_{iii} .

Глубина залегания вендских отложений на территории Пермского края увеличивается в восточном направлении с отметок 1060 м на северо-западе края до 1900–2000 м на юге и юго-западе, постепенно погружаясь до глубин 3000 м и более на востоке (кровля вендских терригенных отложений в параметрической скв. Марковская-135 — 3069 м). В складчатой зоне Урала отложения венда выходят на дневную поверхность (сылвицкая и серебрянская серии). На большей части Пермского края отложения венда залегают на глубинах 1600–2300 м.

Аккумулятивная роль вендских отложений Волго-Урала доказана наличием промышленных залежей УВ и не вызывает сомнений. Нефтегенерирующая составляющая пород венда на современном этапе исследований подтверждается пока лишь единичными определениями. Доля фактического материала определений геохимических характеристик ОВ вендских отложений составляет всего 5 % от общего числа исследований, что свидетельствует о низкой изученности этого интервала разреза и отложенных перспективах развития его потенциала [12].

¹Стратиграфия допалеозойских и палеозойских отложений Пермского Прикамья: геологический отчет. ФГБУ «ВНИГНИ», Камское отделение, ПермНИПИнефть; Ю.И. Кузнецов, Н.Н. Акулова, Р.М. Арасланова и др. — Пермь, 1971.

Результаты геохимических исследований кер-на, поднятого из скважин, а также пород, выходящих на дневную поверхность, показывают, что ОВ содержится в них в небольших количествах по всему разрезу. В меньшей степени оно присутствует в отложениях серебрянской серии нижнего венда ($C_{\text{орг}}$ до 0,66 %, среднее значение 0,20 %) и кудымкарской серии верхнего венда (до 0,99 %, среднее значение 0,15 %). Максимальные значения этого параметра отмечаются в отложениях бородулинской серии верхнего венда (до 15,81 %, среднее значение 0,35 %). Только в отложениях этой серии, в верещагинской свите, встречены образцы с содержанием ОВ выше 1,5 %. Единственное определение параметра $C_{\text{орг}}$ из отложения кочевской свиты с показателем выше 1,5 % имеет коэффициент битумоидности 100 %, что свидетельствует о миграционном характере встреченного ОВ.

Наименьшая концентрация $C_{\text{орг}}$, определенная аналитически (среднее значение 0,08 %, максимальное 0,12 %), установлена в отложениях сыльвицкой серии верхнего венда, в зонах Среднего и Северного Урала. Вендские отложения здесь выходят на поверхность и содержат ОВ в остаточном количестве. Значение битумоидного коэффициента не превышает 5,41 %, что говорит о низкой степени преобразованности ОВ. В то же время микропетрографическое описание ОВ и битумоидов из образцов обнажений свидетельствует о том, что ОВ, встречающееся в породах, имеет черты как сингенетичного так и миграционного характера [13].

Миграционный характер ОВ:

- черное графитоподобное ОВ в межзерновом пространстве алевролита и в тонких межзерновых трещинках с неравномерной пиритизацией (образец 535);

- ОВ носит перемещенный, первично миграционный характер и в глинистом алевропесчанике с горизонтальными глинистыми прожилками и призмами бурого битуминозного вещества (2-я волна миграции?); встречаются единичные линзовидные включения пирита, возможно, по остаточным призмам метаморфизованного «битуминозного» вещества 1-й волны миграции (образец 358).

- в разнонаправленных микротрещинках аргиллита наблюдается миграционное сильно метаморфизованное (графитизированное) ОВ, встречаются гнезда пирита (образец 802).

Сингенетичный характер ОВ:

- метаморфизованное, сильно пиритизированное сапропелевое ОВ в виде сгустков и прожилков с частицами сапропелевого детрита (образец 341).

В описаниях миграционное ОВ преобладает, что говорит о том, что отложения недостаточно изучены геохимическими методами.

Степень преобразованности ОВ коррелирует с глубинами залегания отложений, постепенно повышаясь с запада на восток от позднего протокагенеза до позднего мезокагенеза (ПК₃, МК₁, МК₂, МК₃, МК₄). Таким образом, отложения вендского терригенного комплекса, залегающие на глубинах 1600–2450 м, находятся в главной зоне нефтеобразования (МК₁–МК₂). Совокупность и число геохимических исследований ОВ вендских пород на данном этапе изученности не позволяет с полной уверенностью сказать, в какой степени ОВ является миграционным.

Выводы

1. При корреляции разреза стратотипа веслянской свиты (скв. Усть-Черная-18) установлено, что она соответствует нижней части бородулинской серии верхнего венда. Авторы статьи считают нецелесообразным выделение веслянской свиты в этом разрезе. Отложения нижнего венда на территории Прикамья сохранились от размыва лишь в районах Среднего и Северного Урала, а также в Предтимаанском прогибе.

2. Установлено противоречие между объемами стратотипов бородулинской и кудымкарской серий, которое можно устранить увеличением объема бородулинской серии (верхняя часть) за счет кочевской свиты, выделяемой еще А.В. Кутуковым в 1966 г. Нижняя граница велвинской свиты в стратотипе кудымкарской серии (опорная скв. Старцевская-1) будет совпадать с подошвой серии.

3. В связи с уточнением объемов свит бородулинской серии возможно выполнить более точную корреляцию ее с разрезами Московской синеклизы (Стратиграфическая схема венда 1994 г.).

4. Вендские отложения распространены на территории Пермского края повсеместно. Наличие ОВ отмечается по всему разрезу в отложениях нижнего и верхнего венда и имеет черты как миграционного, так и сингенетичного характера. Отложения залегают на глубинах, благоприятных для генерации УВ нефтяного ряда, а встреченные высокие показатели содержания ОВ в отложениях верещагинской свиты свидетельствуют о возможном их вкладе в нефтегазоносность, в том числе и в вышележащую часть разреза.

5. Корреляция пластов УВ на основе детально проработанной стратиграфической шкалы докембрия — залог успешного прогноза залежей в этих отложениях.

Литература

1. Келлер Б.М. Верхний протерозой Русской платформы. Рифей и венд. — М. : Изд-во МГУ, 1968. — 101 с.
2. Снитко Г.П., Гай В.В. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Издание второе. Серия Пермская. Лист О-40-Х (Кизел). Объяснительная записка. — М. : МФ ВСЕГЕИ, 2017. — 167 с.
3. Снитко Г.П., Гай В.В., Дресвянникова Н.Ф. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Серия Пермская. Лист О-40-ХVI (Лысьва). Объяснительная записка. — М. : МФ ВСЕГЕИ, 2017. — 150 с.

4. Коротков И.В. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:200 000. Издание второе. Серия Пермская. Лист О-40-V (Усть-Талай). Объяснительная записка. – СПб. : ВСЕГЕИ, 2013. – 210 с.
5. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Уральская. Лист О-40 – Пермь. Объяснительная записка. – СПб. : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. 497 с. + 6 вкл.
6. Стратиграфические схемы Урала (докембрий, палеозой). – Екатеринбург : Роскомнедра, 1993.
7. Водолазская В.П., Иванов В.Н. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Уральская. Лист Р-40 – Североуральск. Объяснительная записка. – СПб. : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2005. 332 с. + 9 вкл.
8. Ехлаков Ю.А., Шварев В.Н., Сташкова Э.К. и др. Составление каталога стратиграфических разбивок допалеозойских и палеозойских отложений по поисковым и разведочным скважинам Пермской области. – Пермь : АО «КамНИИКИГС», 2001.
9. Стратиграфическая схема рифейских и вендских отложений Волго-Уральской области. Объяснительная записка. – Уфа, 2000. – 81 с. + схема на 2-х листах.
10. Постановление межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Вып. 33. – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2002. – 54 с.
11. Постановление Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Вып. 38. – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2008. – 131 с.
12. Савинов В.Н. и др. Формирование электронного каталога геохимических свойств органического вещества горных пород и пластовых флюидов Пермского края и Удмуртской Республики. – Пермь : АО «КамНИИКИГС», 2018.
13. Александрова Т.В. и др. Проведение геолого-геохимических и геохронологических исследований додевонских отложений северо-восточной части Волго-Уральской НГП с целью оценки перспектив их нефтегазоносности. – Пермь : АО «КамНИИКИГС», 2016.

References

1. Keller B.M. Verkhniy proterozoi Russkoi platformy. Rifei i vend [Upper Proterozoic of the Russian Platform. Riphean and Vendian]. Moscow: Izd-vo MGU; 1968. 101 p. In Russ.
2. Snitko G.P., Gai V.V. at al. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Masshtab 1:200 000. Izdanie vtoroe. Seriya Permskaya. List O-40-Kh (Kizel). Ob"yasnitel'naya zapiska [State geological map of the Russian Federation. Scale 1:200,000. Second edition. Perm series. Sheet O-40-X (Kiesel). Explanatory letter]. Moscow: MF VSEGEI; 2017. 167 p. In Russ.
3. Snitko G.P., Gai V.V., Dresvyannikova N.F. at al. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Masshtab 1:200 000. Seriya Permskaya. List O-40-XVI (Lys'va). Ob"yasnitel'naya zapiska [State geological map of the Russian Federation. Scale 1:200,000. Perm series. Sheet O-40-XVI (Lysva). Explanatory letter]. Moscow: MF VSEGEI; 2017. 150 p. In Russ.
4. Korotkov I.V. at al. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii masshtaba 1:200 000. Izdanie vtoroe. Seriya Permskaya. List O-40-V (Ust'-Talai). Ob"yasnitel'naya zapiska [State geological map of the Russian Federation, scale 1:200,000. Second edition. Perm series. Sheet O-40-V (Ust-Talai). Explanatory letter]. Saint Petersburg: VSEGEI; 2013. 210 p. In Russ.
5. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Masshtab 1:1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Ural'skaya. List O-40 – Perm'. Ob"yasnitel'naya zapiska [State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (third generation). Ural series. Sheet O-40 – Perm. Explanatory letter]. Saint Petersburg: Kartograficheskaya fabrika VSEGEI; 2015. 497 p. + 6 tabs. In Russ.
6. Stratigraficheskie skhemy Urala (dokembrii, paleozoi) [Stratigraphic schemes of the Urals (Precambrian, Paleozoic)]. Ekaterinburg: Roskomnedra; 1993. In Russ.
7. Vodolazskaya V.P., Ivanov V.N. at al. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Masshtab 1:1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Ural'skaya. List R-40 – Severoural'sk. Ob"yasnitel'naya zapiska [State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (third generation). Ural series. Sheet R-40 – Severouralsk. Explanatory letter]. Saint Petersburg: Kartograficheskaya fabrika VSEGEI; 2005. 332 p. + 9 tabs. In Russ.
8. Ekhlakov Yu.A., Shvarev V.N., Stashkova E.K. at al. Sostavlenie kataloga stratigraficheskikh razbivok dopaleozoiskikh i paleozoiskikh otlozhenii po poiskovym i razvedochnym skvazhinam Permskoi oblasti [Compilation of a catalog of stratigraphic breakdowns of pre-Paleozoic and Paleozoic deposits based on prospecting and exploration wells in the Perm region]. Perm': AO «KamNIKIIGS»; 2001. In Russ.
9. Stratigraficheskaya skhema rifeiskikh i vendskikh otlozhenii Volgo-Ural'skoi oblasti. Ob"yasnitel'naya zapiska [Stratigraphic scheme of Riphean and Vendian deposits of the Volga-Ural region. Explanatory letter]. Ufa, 2000. 81 p. In Russ.
10. Postanovlenie mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo komiteta i ego postoyannykh komissii. Vyp. 33 [Resolution of the Interdepartmental Stratigraphic Committee and its standing commissions. Issue 33]. Saint Petersburg: Izd-vo «VSEGEI»; 2002. 54 p. In Russ.
11. Postanovleniya mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo komiteta i ego postoyannykh komissii [Regulations of interagency commission on stratigraphy and its standing committees]. St. Petersburg: Izd-vo VSEGEI; 2008. Issue 38. 131 p. In Russ.
12. Savinov V.N. at al. Formirovanie elektronnoy kataloga geokhimicheskikh svoystv organicheskogo veshchestva gornyykh porod i plastovyykh flyuidov Permskogo kraia i Udmurtskoy respubliky [Formation of an electronic catalog of geochemical properties of organic matter of rocks and reservoir fluids of the Perm region and the Udmurt Republic]. Perm': AO «KamNIKIIGS»; 2018. In Russ.
13. Aleksandrova T.V. at al. Provedenie geologo-geokhimicheskikh i geokhronologicheskikh issledovaniy dodevonskikh otlozhenii severo-vostochnoy chasti Volgo-Ural'skoi NGP s tsel'yu otsenki perspektiv ikh neftegazonosnosti [Conducting geological, geochemical and geochronological studies of pre-Devonian deposits in the northeastern part of the Volga-Ural Oil and Gas Reserve in order to assess the prospects for their oil and gas potential]. Perm': AO «KamNIKIIGS»; 2016. In Russ.

Информация об авторах**Савинова Татьяна Витальевна**

Главный специалист

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,

614066 Пермь, ул. Пермская, д. 3А

e-mail: tatyana.savinsona@pnn.lukoil.com

ORCID ID: 0009-0004-8352-5845

Костарева Ксения Викторовна

Начальник отдела

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,

614066 Пермь, ул. Пермская, д. 3А

e-mail: Kseniya.Kostareva@lukoil.com

Макиев Тимур Тариелович

Инженер 1-й категории

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,

614066 Пермь, ул. Пермская, д. 3А

e-mail: timur.makiev@pnn.lukoil.com

Information about authors**Tat'yana V. Savinsona**

Chief Specialist

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPIneft Branch,

3A, Permskaya ul., Perm, 630090, Russia

e-mail: tatyana.savinsona@pnn.lukoil.com

ORCID ID: 0009-0004-8352-5845

Kseniya V. Kostareva

Head of Department

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPIneft Branch,

3A, Permskaya ul., Perm, 630090, Russia

e-mail: Kseniya.Kostareva@lukoil.com

Makiev Timur Tarielovich

1st Category Engineer

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPIneft Branch,

3A, ul. Permskaya, Perm, 614066, Russia

e-mail: timur.makiev@pnn.lukoil.com

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС

www.rntk.org**• Контактная информация**

+7 (495) 488-6749

info@rntk.org

• Дата и место проведения конгресса

29 - 31 октября 2024

Отель Сафмар Лесная

Москва, ул. Лесная, 15

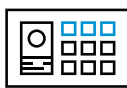
РНТК является продолжателем традиций Российской нефтегазовой технической конференции, которая проводится ежегодно в октябре уже 15 лет и заслуженно является значимым событием для профессионалов нефтегазовой отрасли. Ученые и инженеры, руководители и молодые специалисты, представители нефтегазодобывающих компаний, сервисных предприятий и научно-исследовательских институтов собираются вместе раз в год на площадках конференции для обмена опытом и достижениями, для дискуссий и дебатов, а также для долгожданных встреч с единомышленниками и друзьями.

Возможности для вашего продвижения на рынке

Конгресс и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит вам, как партнеру Конгресса, уникальные возможности для встречи с новыми заказчиками. Большой зал будет удобным местом для размещения стенда вашей компании. Выбор одного из партнерских пакетов позволит Вам заявить о своей компании, продукции и услугах, и стать лидером быстрорастущего рынка.



400+ делегатов



3 дня общения

25+ технических
и постерных сессий150+ технических
презентаций

РНТК

УДК 552.52: 550.85 (571.12)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-4-41-54

Деформационно-прочностные характеристики пород баженовской свиты Западной Сибири

© 2024 г. | Н. Ф. Чистякова¹, В. Д. Немова², М. Д. Субботин¹¹Тюменский государственный университет, Школа естественных наук, Тюмень, Россия; n.f.chistyakova@utmn.ru; subbotin.mikhail@gmail.com;²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; varvara.Nemova@lukoil.com

Поступила 17.10.2023 г.

Доработана 04.03.2024 г.

Принята к печати 04.04.2024 г.

Ключевые слова: *баженовская свита; высокобитуминозные глинисто-карбонатно-кремнистые породы; органическое вещество; деформационно-прочностные свойства; трещинообразование; вторичный коллектор; индекс хрупкости.*

Аннотация: В статье приведены результаты лабораторного анализа литологического состава, содержания органического вещества и деформационно-прочностных характеристик 35 образцов мезозойских битуминозных глинисто-карбонатно-кремнистых пород баженовской свиты Среднеобской нефтегазоносной области. По содержанию основных породообразующих компонентов и органического вещества изученные образцы разделены на три литологических типа: высокоуглеродистые глинисто-кремнисто-карбонатные и карбонатно-глинисто-кремнистые, углеродистые глинисто-кремнистые породы. Каждый литотип характеризуется конкретными значениями изученных параметров. Установлено, что увеличение содержания в породах органического вещества сопровождается изменением предела прочности битуминозных горных пород, что отражается на их деформационно-прочностных характеристиках. Первые трещины формируются в высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных (кокколитофоридовых) породах, содержащих в среднем 19 % органического вещества при значении горного давления 66,9 МПа; затем — в высокоуглеродистых карбонатно-глинисто-кремнистых породах, содержащих 12,5 % органического вещества при горном давлении 67,4 МПа; далее — в углеродистых глинисто-кремнистых породах, содержащих в среднем 7 % органического вещества, при значении горного давления 71,6 МПа.

Для цитирования: Чистякова Н. Ф., Немова В. Д., Субботин М. Д. Деформационно-прочностные характеристики пород баженовской свиты западной Сибири // Геология нефти и газа. — 2024. — № 4. — С. 41–54. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-4-41-54.

West Siberian Bazhenov rocks: deformation behaviour and strength properties

© 2024 | N.F. Chistyakova¹, V.D. Nemova², M.D. Subbotin¹¹Tyumen State University, Institute of Earth Sciences; Tyumen, Russia; n.f.chistyakova@utmn.ru; subbotin.mikhail@gmail.com;²ООО LUKOIL-Engineering; Moscow, Russia; varvara.Nemova@lukoil.com;

Received 17.10.2023

Revised 04.03.2024

Accepted for publication 04.04.2024

Key words: *Bazhenov formation; high-bituminous argillaceous-carbonate-siliceous rocks; Organic Matter; deformation behaviour and strength properties; crack formation; secondary reservoir; brittleness index.*

Abstract: The authors present the results of laboratory analysis of lithological composition, Organic Matter content, deformation behaviour and strength properties of 35 samples of Mesozoic Bazhenov bituminous argillaceous-carbonate-siliceous rocks taken in Sredneobsky Petroleum Region. According to the content of main rock-forming components and Organic Matter, the studied samples are classified into three lithological types, they are: high-carbon argillaceous-siliceous-carbonate and carbonate-argillaceous-siliceous, and carbonaceous argillaceous-siliceous rocks. Each lithotype is characterized by specific values of the parameters studied. It is found that the increase in Organic Matter content in rocks is accompanied by a change in the breaking strength of bituminous rocks, which impacts on their deformation behaviour and strength properties. The first cracks appear in high-carbon argillaceous-siliceous-carbonate (coccolithophorid-bearing) rocks containing 19% of Organic Matter on average at overburden load of 66.9 MPa; next — in the high-carbon carbonate-argillaceous-siliceous rock containing 12.5 % of Organic Matter at overburden load of 67.4 MPa; and then — in carbonaceous argillaceous-siliceous rocks containing 7 % of Organic Matter on average at overburden load of 71.6 MPa.

For citation: Chistyakova N.F., Nemova V.D., Subbotin M.D. West Siberian Bazhenov rocks: deformation behaviour and strength properties. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(4):41–54. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-4-41-54. In Russ.

Введение

Баженовская свита, вскрытая бурением вблизи пос. Баженovo Омской области, была выделена в самостоятельную в качестве подсвиты марьяновской свиты Ф.Г. Гурари в 1959 г., впервые указавшим на

ее возможную нефтеносность и предложившим способ вскрытия этих пород открытым забоем [1, 2]. Первоначально предполагалось, что свита имеет однородное строение разреза и глинистый состав, что не подтвердилось последующим ее из-

учением. Толщина свиты изменяется от 10 м в краевых частях до 60 м в депоцентре бассейна осадконакопления; пластовая температура — 80–134 °С; пластовое давление — от гидростатического до аномального [3]. Первые промышленные притоки нефти получены в 1967 г. из коллектора скв. 15-Р Салымского нефтяного месторождения, представленного, по версии того времени, микрослоистыми листоватыми аргиллитами с межслоевой пустотностью и высоким содержанием ОВ. Первые оценки запасов нефти в отложениях баженовской свиты появились в 1970-е гг. Причина интереса к черноцветным высокобитуминозным породам — огромные ресурсы легкой нефти, содержащейся в этих отложениях, которые, по некоторым оценкам, кратно выше, чем в традиционных терригенных коллекторах Западной Сибири. Первый опыт разработки залежей нефти баженовской свиты получен на Салымском месторождении, введенном в разработку в 1974 г.

Условиям осадконакопления, составу палеобиоты, строению, нефтеносности, типам коллекторов и свойствам нефтей баженовской свиты Западной Сибири посвящен ряд работ крупных ученых и специалистов геологов и геохимиков: А.Н. Дмитриевского, Т.Т. Клубовой, Л.П. Климушиной, Н.А. Крылова, Л.В. Ровниной, Е.А. Барс, О.К. Баженовой, И.И. Нестерова, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, Ф.К. Салманова, А.В. Тянь, И.И. Ушатинского, Г.М. Парпаровой, Ф.Г. Гурари, А.А. Трофимука, М.В. Дахновой, Е.А. Рогозиной, О.А. Стасовой, В.Г. Эдер, В.Д. Немовой и многих других, рассматривающих отложения баженовской свиты как высокоперспективный объект потенциального прироста и добычи нефти [4]. По данным US EIA (2013), суммарные запасы нефти, приуроченной к трещинным коллекторам вторичного происхождения, составляют 1,2 трлн баррелей, из которых 74 млрд баррелей могут быть технически извлекаемыми. А Роснефть (2013) оценила извлекаемые запасы нефти в 22 млрд баррелей.

Верхнеюрско-нижнеберриасские высокобитуминозные глинисто-карбонатно-кремнистые отложения баженовской свиты накопились 145 млн лет назад в волжском морском бассейне — одном из самых обширных в Западной Сибири (площадь около 1,2 млн км²). Тончайшие глинистые прослои баженовской свиты формировались за счет оседания терригенного материала, который обогащался сапропелевой органикой морского бассейна этого времени, кремнистые — из кремнистых скелетных остатков зоопланктона — преимущественно радиолярий, а также диатомей, карбонатные — в ходе накопления известковых кокколитофоридов илов и остатков различных раковин. Породы баженовской свиты содержат органические остатки в виде фораминифер, аммонитов, пелеципод, ростров белемнитов, чешуи рыб, сгустков пирита [5]. К особенностям условий осадконакопления данных отложений относятся:

– характер и условия поступления осадочного материала из области питания;

– неравномерное погружение дна бассейна седиментации;

– изменчивость этапов накопления осадков, состав полимерлипидов фито- и зоопланктона, бактерий, архей;

– малая скорость уплотнения кремнистых илов по сравнению с глинистыми и карбонатными илами, повлиявшая на неравномерный характер распределения глинистых, кремнистых и карбонатных прослоев, обусловленный поликомпонентностью литологического состава баженовской свиты по площади и разрезу, что вызвало геолого-геохимическую неоднородность размещения участков различного литологического состава, содержания ОВ, зон нефтеносности и их различную продуктивность, которые повлияли на типизацию этих отложений [5–9].

Детальное изучение отложений свиты позволило [10–14] установить литологическую и геохимическую неоднородность битуминозных образований, которые залегают в интервале глубин 2500–3000 м и более с температурами 80–134 °С и представлены многократным чередованием слоев с аномально высокой концентрацией $C_{орг}$ (15–30 %) — «баженовитов», отличающихся повышенным содержанием силицитов в основном биогенного происхождения с преобладанием аутигенного пирита и слоев аргиллитоподобных глин, содержащих не более 5 % $C_{орг}$, с пониженными концентрациями аутигенного кремнезема и пирита. Черноцветные породы свиты обогащены сапропелевым ОВ с градациями катагенеза МК₁-МК₂, содержат 1,5–2 % битумоидов со значением битумоидного коэффициента 35–40 %. В битумоидах содержание метано-нафтенно-ароматических УВ колеблется в пределах 6–35 %, отношение п/ф > 1. Литолого-стратиграфические исследования [13,15] позволили разделить баженовскую свиту на шесть пачек.

Вопрос принадлежности и генезиса коллектора баженовской свиты — наиболее острый и спорный. Исследования последних лет, опирающиеся на обширную базу геолого-промысловых данных¹ [16], позволили доказать наличие двух принципиально различающихся по свойствам типов пород в баженовской свите. Первые — высокобитуминозные и битуминозные породы смешанного минерального состава с тонкослоистой или тонко-линзовидно-слоистой текстурой, в которых уже сгенерированные жидкие УВ (микронепть) сорбированы керогеном и при разработке с помощью перепада давления практически не извлекаются. Для их извлечения необходима разработка инновационных подходов, основанных на термическом воздействии на породы. Второй тип пород — преимущественно массивные или слоистые радиоляритовые породы, часто преобразованные во вторичные из-

¹Немова В.Д. Литогенетическая классификация пород и техноморфизм отложений баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазовой провинции : автореф. дис. ... на соискание ученой степени д-ра геол.-минерал. наук. — М., 2021. — 340 с.

вестняки, силициты или доломиты, обладающие жестким минеральным скелетом, в которых может формироваться и сохраняться пористость, насыщенная миграционноспособной нефтью. Последние обеспечивают основной вклад в накопленную добычу нефти, извлеченной из баженовской свиты.

Большинство исследователей полагает, что формирование вторичных коллекторов в породах баженовской свиты, не имеющих жесткого скелета (первый тип пород), связано с главной фазой нефтеобразования, в ходе которой интенсивность генерации УВ обуславливает ряд взаимосвязанных процессов: высвобождение пространства за счет расходования ОВ при переходе его в УВ, возникновение повышенных поровых давлений в очаге генерации УВ, образование микротрещин, что и приводит к формированию вторичного коллектора. Для образования баженинов (по И.И. Нестерову) требуются особые геохимические условия, текстурные особенности и состав пород. Основное значение имеет распределение микролинз ОВ по плоскостям напластования. Баженины до проявления в них процессов нефтеобразования обладают высокими экранирующими свойствами по отношению к УВ-газам, нефтям, водороду и не являются традиционным коллектором [17, 7]. Вопрос возможности извлечения нефти из баженинов при бурении скважин до сих пор остается дискуссионным и вызывает большие сомнения.

До настоящего времени условия образования и особенности вторичных коллекторов в высокобитуминозных тонкослоистых породах баженовской свиты вызывают живой интерес исследователей. Это обуславливает необходимость изучения геомеханических свойств вторичных коллекторов, образовавшихся в особых условиях геологической эволюции высокобитуминозных полиминеральных отложений баженовской свиты. При изучении геомеханических свойств баженовской свиты последних лет широко используют комплексный анализ геолого-геофизической информации с привлечением расширенного комплекса ГИС (плотностной, акустический, стандартный каротаж, являющиеся основой для определения модуля Юнга и коэффициента Пуассона), данные по теплопроводности горных пород, сейсмические данные и результаты лабораторных исследований (определение $C_{орг}$, типов нефтей и др.), оценивая корреляцию между этими параметрами и геомеханическими свойствами горных пород. С учетом данных ГИС и геохимических исследований создаются одномерные геомеханические модели, отражающие связь напряженного состояния пород с их упругими и прочностными характеристиками, а также псевдомодели 3D распределения индекса хрупкости пород баженовской свиты [18, 19]. Бесспорно, подобные работы и применяемые комплексные исследования баженовской свиты позволяют оперативно изучать их геомеханические характеристики. В то же время интерпретация данных ГИС и других гео-

физических материалов (сейсморазведка) не всегда дает однозначную информацию, необходимую для качественной характеристики деформационно-прочностных свойств отложений баженовской свиты, так как, во-первых, вертикальное пространственное разрешение акустического каротажа ограничено размерами прибора, и во-вторых, эти измерения проводятся в баженовской свите, где не выделены конкретные литотипы с четким содержанием основных породообразующих компонентов в отдельных прослоях, и эти геофизические показатели будут «средними значениями». Проведенное авторами данной статьи лабораторное изучение деформационно-прочностных характеристик в керне баженовской свиты, для которых в трех выделенных литологических типах экспериментально созданные горные давления, воздействующие на породы, приближены к реальным, является актуальным и открывает новые возможности для понимания механизма формирования геомеханических свойств баженовской свиты, стадийности образования в ней микротрещин в процессе реализации ее нефтематеринского потенциала.

Объект и методы исследования

В данной статье приведены результаты исследования 35 образцов баженовской свиты Среднего Приобья, отобранных из 10 скважин в интервалах глубин 2831–3145 м. Образцы в лабораторных условиях подвергались воздействию горных давлений: 66,4; 66,8; 66,9; 67,4; 68,3; 69; 70,6; 71,6 и 73,9 МПа (при пластовом давлении 30–31,4 МПа и температуре 99 °С). В целях изучения геомеханических и петрофизических свойств пород в условиях, приближенных к пластовым, использовалась многофункциональная система для выполнения стационарных и нестационарных тестов, соответствующая техническим требованиям и условиям российских стандартов ГОСТ 59995-2022, ГОСТ 24941-81, ГОСТ Р 50544-93 и стандартов Международного общества механики горных пород для трехосных испытаний образцов горных пород ASTM D 5279-13. Отбор керна выполнялся по изолированной технологии; для большинства проводимых экспериментов (кроме определения прочности при одноосном растяжении) отбирались образцы, ориентированные перпендикулярно напластованию пород; экстракция не проводилась; донасыщение образцов керосином осуществлялось под вакуумом в специальной установке. Установка для исследования геомеханических свойств образцов керна ПИК-УИДК компании АО «Геологика» содержит камеру для исследования прочностных свойств керна в пластовых условиях. Определение предела прочности и модулей упругости при объемном сжатии выполняется при постоянном внешнем давлении (давление обжима) и внутреннем (поровое давление). Тесты являются псевдотрехосными. При наличии проницаемости у анализируемых образцов создается поровое давление; при ее отсутствии исследование выполняется при

эффективном напряжении. В исследуемых образцах определены: содержание ОБ; геомеханические свойства (деформационно-прочностные характеристики); петрофизические характеристики — пористость, плотность (объемная, минеральная). Основой для выводов о деформационно-прочностных характеристиках высокобитуминозных пород баженовской свиты с различным содержанием ОБ послужили результаты анализа параллельных прослоев с ровными и извилистыми контактами проницаемых и непроницаемых пород с анизотропными свойствами, чередующихся с включениями прослоев и линз ОБ (рис. 1).

Особенности изучаемых образцов баженовской свиты

С учетом установленного в эксперименте содержания основных породообразующих минералов и ОБ в проанализированных образцах керна было выделено три литологических типа пород баженовской свиты: углеродистые глинисто-кремнистые породы (ЛТ 1), высокоуглеродистые карбонатно-глинисто-кремнистые (ЛТ 2) и глинисто-кремнисто-карбонатные (ЛТ 3), характеризующиеся определенными значениями следующих параметров (рис. 2, таблица). Важно отметить, что несмотря на наличие пористости (6,2–8,7 %), все образцы относятся к неколлекторам в привычном понимании этого термина.

Особенностью баженовской свиты является присутствие и распределение микролинз ОБ в виде концентрированных скоплений по плоскостям напластования пород (см. рис. 1), что обуславливает их тонкую рассланцованность (плитчатость) при подъеме на дневную поверхность. К особенностям геомеханических свойств изучаемых образцов следует отнести деформационно-прочностные характеристики, определяемые для конкретных литотипов с конкретным содержанием основных породообразующих компонентов, ОБ и $P_{горн}$, которое можно отнести к критическому горному давлению, когда в породе образуются трещины, различающиеся для каждого из выделенных литотипов баженовской свиты.

Результаты исследований

В данной статье приведены физические параметры, характеризующие геомеханические свойства горной породы и зависящие от ее минерального состава, структуры, текстуры, пористости, твердости частиц, содержания ОБ, в совокупности влияющих на способность горной породы оказывать сопротивление деформации и разрушению под действием внешних сил: статические модули — модуль деформации, коэффициент деформации; динамические модули — модуль Юнга, коэффициент Пуассона; предел прочности при объемном сжатии горной породы. Основными упругими параметрами горной породы являются коэффициент Пуассона и модуль деформации.

Индекс хрупкости пород (BI) для различных типов высокобитуминозных пород баженовской свиты, характеризующий способность горной породы к образованию трещин при определенном напряжении структуры самой породы, рассчитывался по формулам [18]:

$$BI = \frac{1}{2} \left(\frac{PR - PR_{\max}}{PR_{\min} - PR_{\max}} + \frac{ESTA - ESTA_{\min}}{ESTA_{\max} - ESTA_{\min}} \right), \quad (1)$$

где PR — значение коэффициента Пуассона в изучаемом пропластке каждого типа; $PR_{\max}$ и $PR_{\min}$ — соответствующие значения коэффициента Пуассона в исследуемом интервале; $ESTA$ — значение модуля Юнга в изучаемом пропластке каждого типа; $ESTA_{\max}$ и $ESTA_{\min}$ — соответствующие значения модуля Юнга в исследуемом интервале каждого типа;

$$BI = \frac{V_{\text{кварц}}}{(V_{\text{кварц}} + V_{\text{карб}} + V_{\text{глин}})}, \quad (2)$$

где $V_{\text{кварц}}$, $V_{\text{карб}}$, $V_{\text{глин}}$ — массовые доли соответственно для кварца, карбонатов и глин в образцах соответствующих выделенных типов пород баженовской свиты.

Максимальные значения BI 0,555 (1) и 0,873 (2) наблюдаются в породах углеродисто-глинисто-кремнистого типа, а минимальные — 0,388 (1) и 0,340 (2) — в породах высокоуглеродисто-глинисто-кремнисто-карбонатного типа; в породах высокоуглеродисто-карбонатно-глинисто-кремнистого типа индекс хрупкости равен 0,515 (1) и 0,69 (2), что подтверждает различную хрупкость пород баженовской свиты.

Для выяснения характера зависимости деформационно-прочностных свойств изучаемых образцов пород от особенностей их литологического состава, структуры, глубины залегания и содержания ОБ построены соответствующие графики (рис. 3–5). Между пределом прочности при объемном сжатии различных по литологическому составу горных пород и глубиной их залегания отсутствует линейная зависимость (см. рис. 3). Подобный вывод можно сделать и из анализа зависимости предела прочности при объемном сжатии горных пород от их объемной плотности (см. рис. 4). Оба графика подтверждают анизотропность литологического состава полиминеральных высокобитуминозных пород баженовской свиты в вертикальном разрезе скважин. Предел прочности горных пород баженовской свиты при объемном сжатии связан обратно пропорционально с содержанием в них ОБ: чем больше его содержание, тем ниже значение предела прочности пород (см. рис. 5).

Графики зависимости деформационно-прочностных свойств от значения горного давления, воздействующего на породу, строились для изотропных слоев каждого типа отдельно (рис. 6–11).

Модуль Юнга и коэффициент Пуассона, характеризующие деформационно-прочностные свойства в изученных образцах различных типов, изменяются по-разному в зависимости от значения воздействующего на них горного давления (см. рис. 6–11).

Fig. 1. Thin sections of highly bituminous Bazhenov rocks

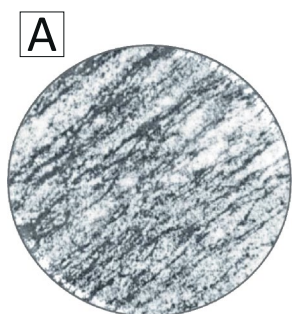


Fig. 2. The Bazhenov section column with identified lithotypes

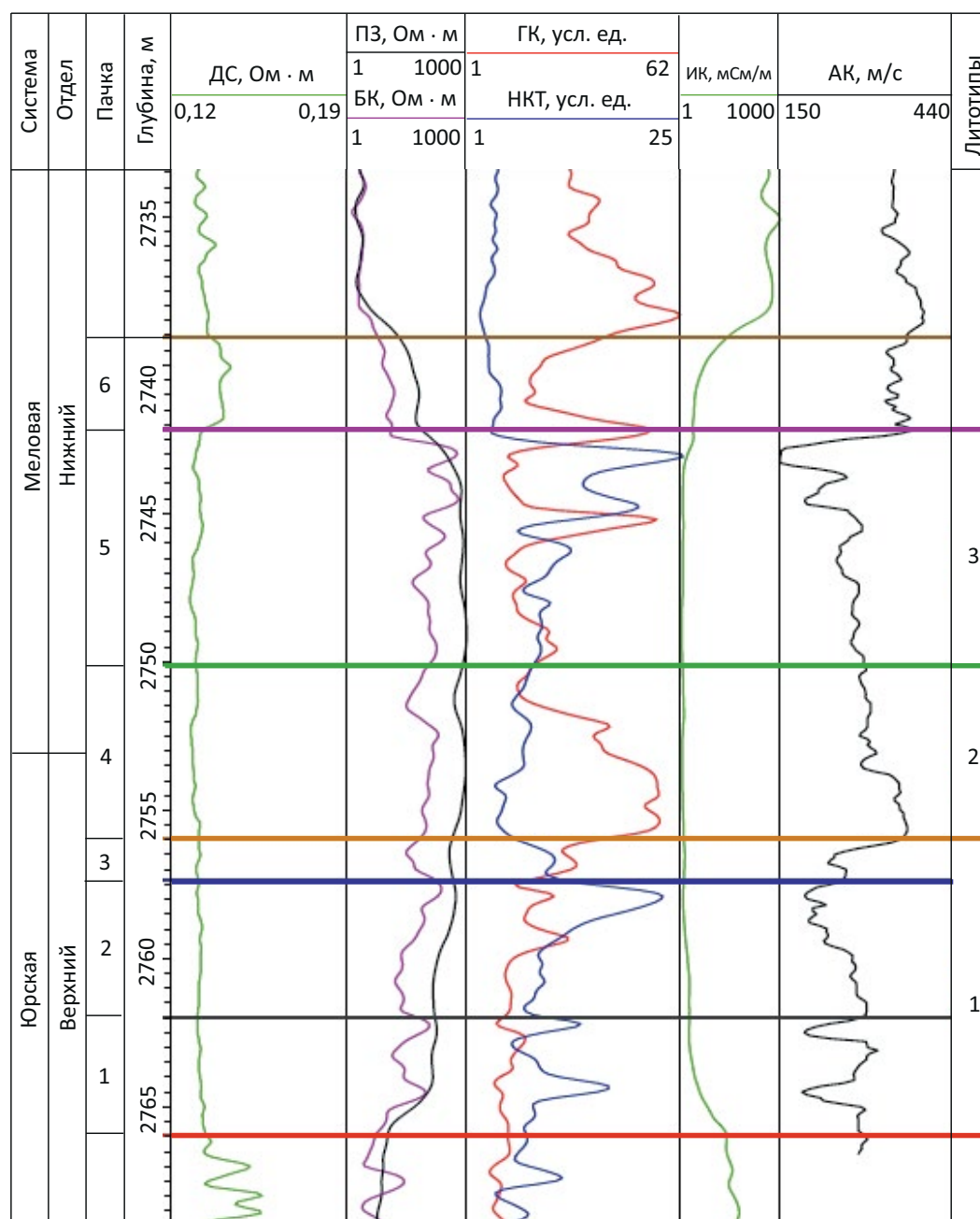




Таблица. Характеристика различных литотипов баженовской свиты (средневзвешенные значения)
Table. Characteristics of different lithotypes of the Bazhenov Formation (weighted average values)

Показатели	Литотипы пород		
	Высокоуглеродистые глинисто-кремнисто-карбонатные	Высокоуглеродистые карбонатно-глинисто-кремнистые	Углеродистые глинисто-кремнистые
Содержание, %			
глин	$\frac{(3,4-15,8)}{10,9}$	$\frac{(2,77-9,3)}{7,9}$	$\frac{(3,9-30,43)}{13,1}$
кремния	$\frac{(20-35,4)}{33,8}$	$\frac{(45,8-88,9)}{69,8}$	$\frac{(43,8-91,2)}{81}$
карбонатов	$\frac{(37,1-62)}{55,3}$	$\frac{(3,3-34,6)}{22,3}$	$\frac{(0,6-6,4)}{5,9}$
ОВ	$\frac{(13,7-30,5)}{19,1}$	$\frac{(6,4-17,1)}{12,5}$	$\frac{(2,1-12,3)}{7,1}$
Пористость (по керосину), %	$\frac{(2,8-14)}{8,7}$	$\frac{(2-12,6)}{8,5}$	$\frac{(2,9-13,6)}{6,23}$
Объемная плотность (по керосину), г/см ³	$\frac{(2,23-2,44)}{2,38}$	$\frac{(1,92-2,45)}{2,23}$	$\frac{(1,79-2,42)}{2,19}$
Коэффициент Пуассона, доли ед.	$\frac{(0,19-0,28)}{0,25}$	$\frac{(0,17-0,33)}{0,24}$	$\frac{(0,13-0,37)}{0,247}$
Модуль Юнга, $n \cdot 10^4$ МПа	$\frac{(1,40-3,34) \cdot 10^4}{(2,26 \cdot 10^4)}$	$\frac{(1,44-3,05) \cdot 10^4}{2,22 \cdot 10^4}$	$\frac{(1,27-5,49) \cdot 10^4}{3,79 \cdot 10^4}$
Предел прочности, МПа	$\frac{(105,1-225,3)}{169,1}$	$\frac{(155,8-225,3)}{185,9}$	$\frac{(131,7-424,5)}{183,17}$
Модуль деформации, $n \cdot 10^4$ МПа	$\frac{(0,29-2,26) \cdot 10^4}{(1,12 \cdot 10^4)}$	$\frac{(0,26-1,32) \cdot 10^4}{0,83 \cdot 10^4}$	$\frac{(0,23-4,76) \cdot 10^4}{0,976 \cdot 10^4}$
Коэффициент деформации, доли ед.	$\frac{(0,22-0,36)}{0,28}$	$\frac{(0,2-0,32)}{0,25}$	$\frac{(0,14-0,41)}{0,27}$
Индекс хрупкости VI	$\frac{0,388}{0,340}$	$\frac{0,515}{0,69}$	$\frac{0,555}{0,388}$

Рис. 3. Зависимость предела прочности горных пород при объемном сжатии от глубины их залегания
Fig. 3. Rock breaking strength at triaxial compression vs depth of occurrence

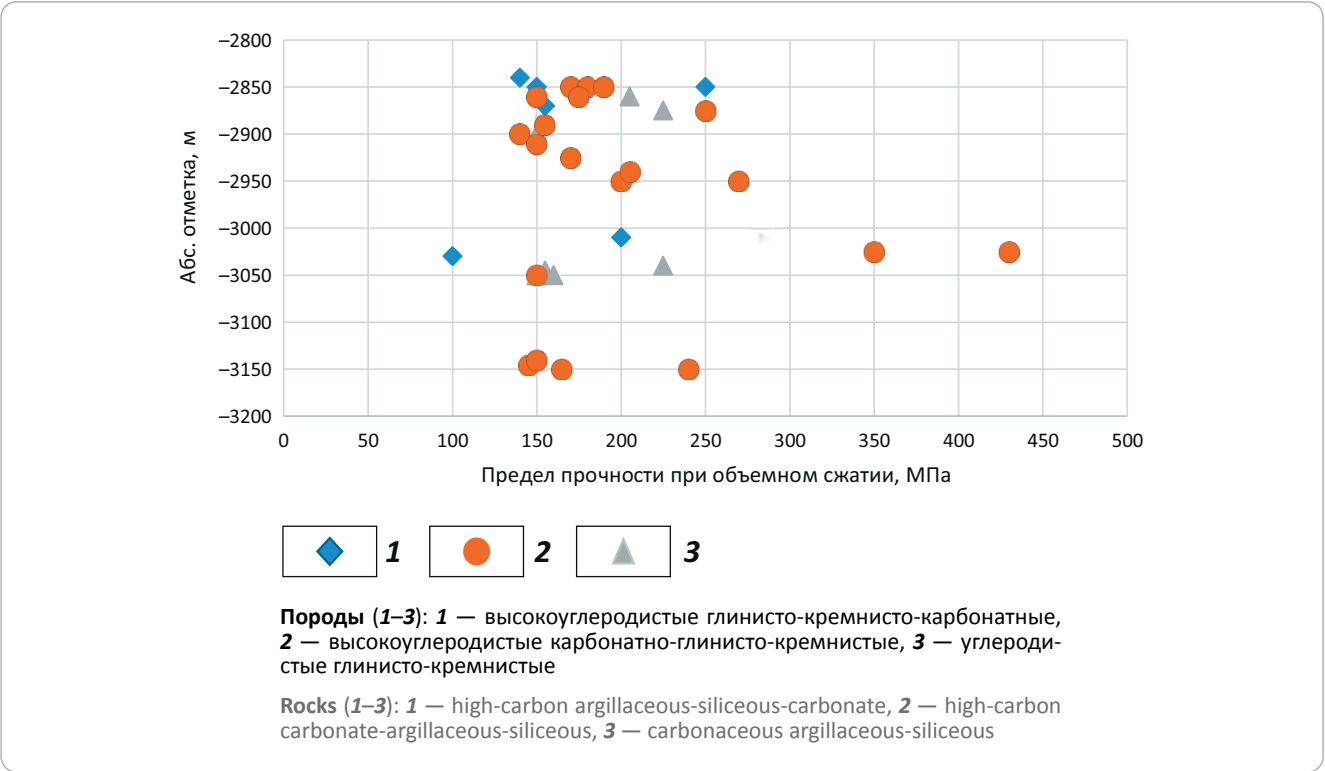
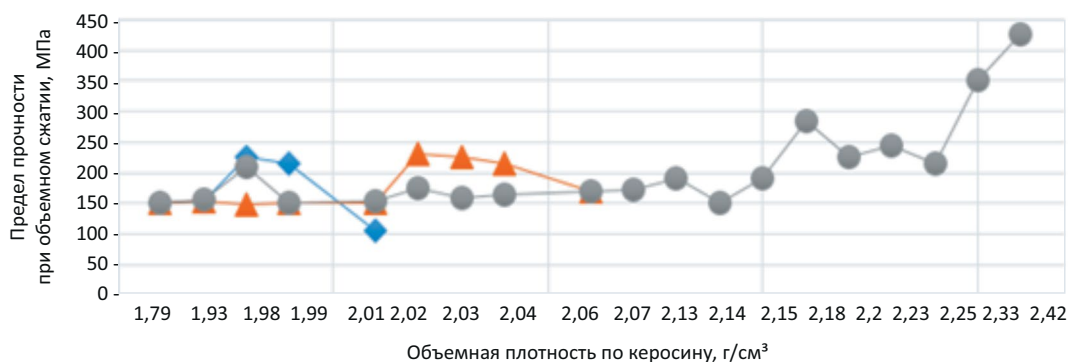


Рис. 4. Зависимость предела прочности горных пород при объемном сжатии от их объемной плотности

Fig. 4. Rock breaking strength at triaxial compression vs bulk density

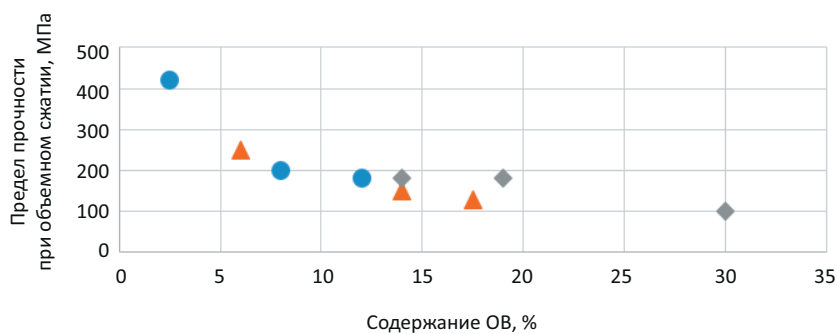


Усл. обозначения см. на рис. 3

For Legend see Fig. 3

Рис. 5. Зависимость предела прочности горных пород при объемном сжатии от содержания ОВ

Fig. 5. Rock breaking strength at triaxial compression vs OM content

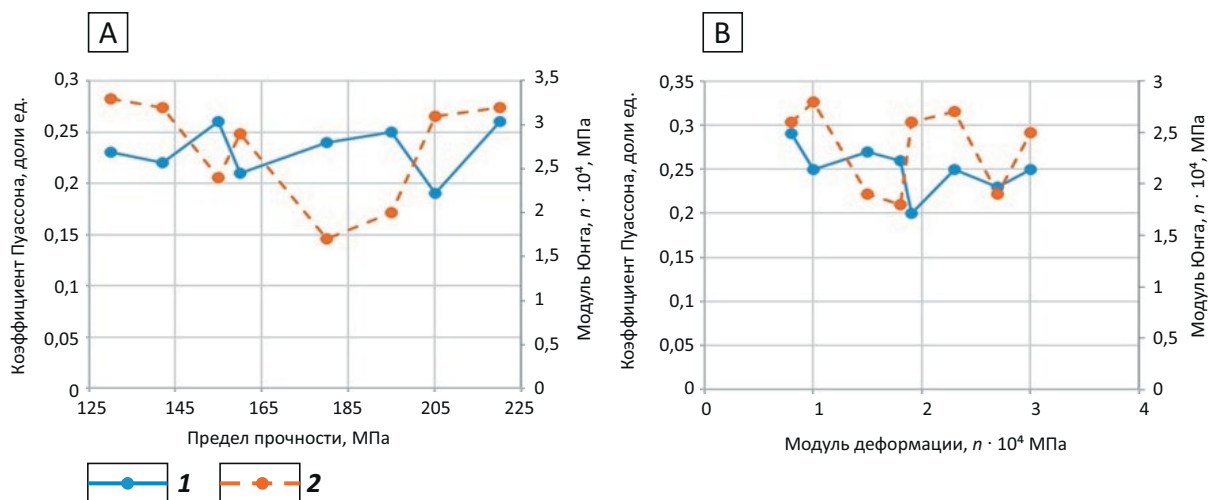


Усл. обозначения см. на рис. 3

For Legend see Fig. 3

Рис. 6. Зависимость модуля Юнга и коэффициента Пуассона от геомеханических свойств баженовской свиты пород высокоуглеродистого глинисто-кремнисто-карбонатного типа

Fig. 6. Young's modulus and Poisson ratio as a function of geomechanical properties of the Bazhenov rocks: high-carbon argillaceous-siliceous-carbonate type



А — предел прочности (66,9 МПа), Б — модуль деформации (66,9 МПа)

1 — коэффициент Пуассона; 2 — модуль Юнга

А — breaking strength (66.9 MPa), Б — modulus of deformation (66.9 MPa)

1 — Poisson ratio; 2 — Young's modulus



Рис. 7. Зависимость модуля Юнга и коэффициента Пуассона от геомеханических свойств баженовской свиты пород высокоуглеродистого глинисто-кремнисто-карбонатного типа

Fig. 7. Young's modulus and Poisson ratio as a function of geomechanical properties of the Bazhenov rocks: high-carbon argillaceous-siliceous-carbonate type

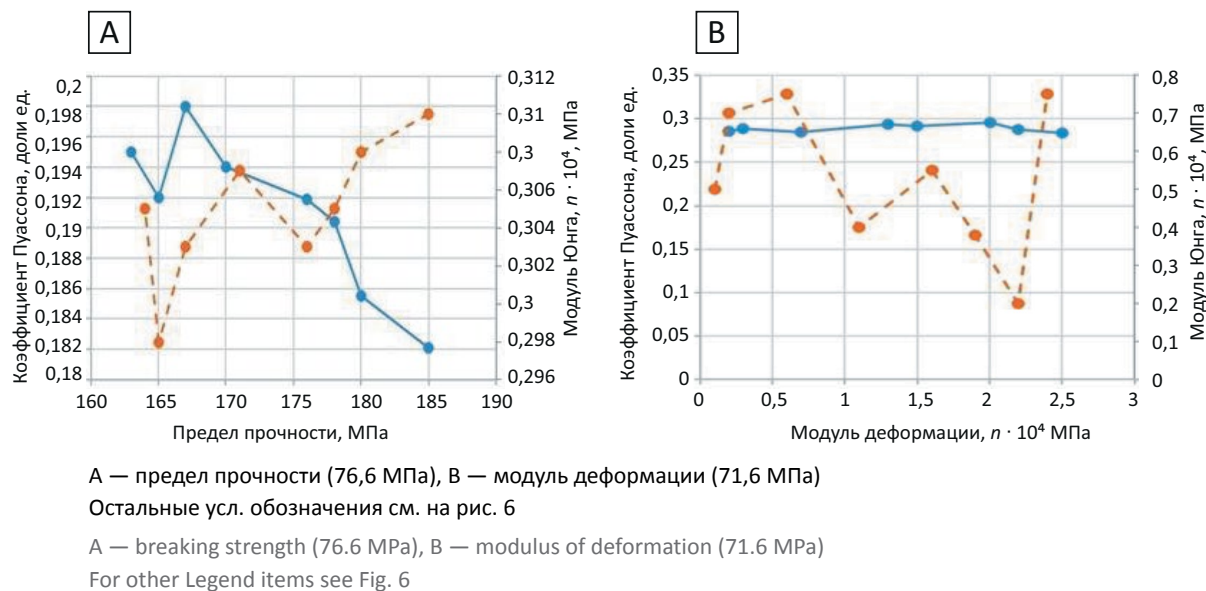
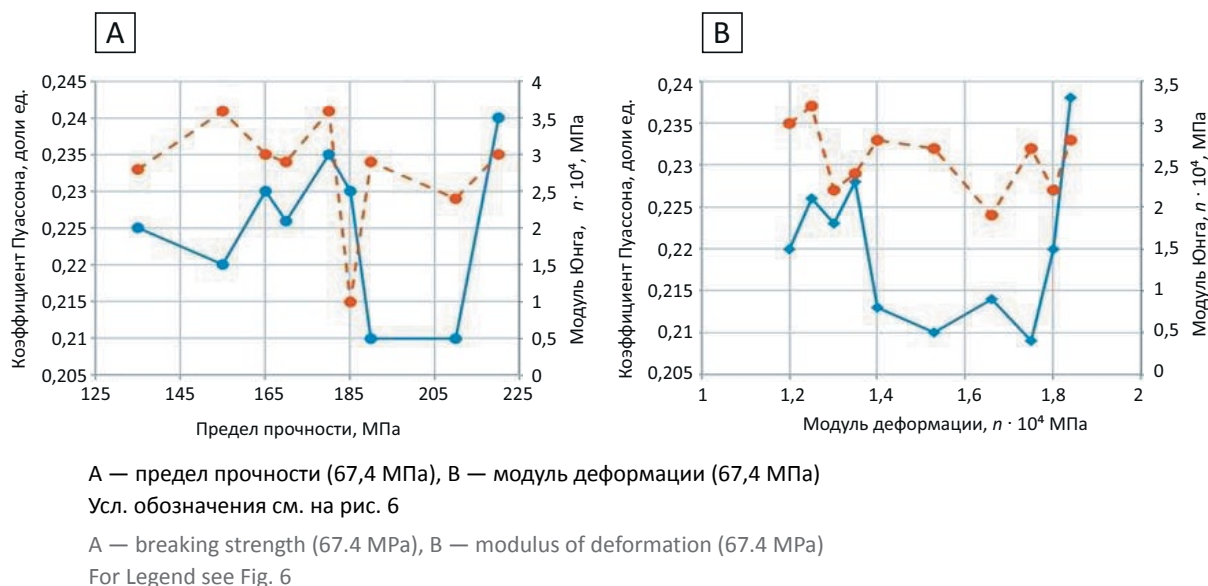


Рис. 8. Зависимость модуля Юнга и коэффициента Пуассона от геомеханических свойств баженовской свиты пород высокоуглеродистого карбонатно-глинисто-кремнистого типа

Fig. 8. Young's modulus and Poisson ratio as a function of geomechanical properties of the Bazhenov rocks: high-carbon argillaceous-siliceous-carbonate type



Следовательно, геомеханические свойства пород баженовской свиты — предел прочности и модуль деформации, зависящие от их минерального состава, структуры, пористости, проницаемости, хрупкости частиц, характеризуются разнонаправленностью изменений коэффициента Пуассона и модуля Юнга.

Кроме литологических особенностей, для пород баженовской свиты характерны и геохимиче-

ские особенности — различное содержание ОБ, которое в исследованных образцах ядра снижается при переходе от высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных пород (в среднем 19 %) к высокоуглеродистым карбонатно-глинисто-кремнистым (в среднем 12,5 %) и углеродисто-глинисто-кремнистым породам (в среднем 7 %) (см. таблицу). Повышение содержания ОБ в баженовской свите сопровождается снижением предела прочности горной породы при ее объемном сжатии. Самые низкие

Рис. 9. Зависимость модуля Юнга и коэффициента Пуассона от геомеханических свойств баженовской свиты пород высокоуглеродистого карбонатно-глинисто-кремнистого типа

Fig. 9. Young's modulus and Poisson ratio as a function of geomechanical properties of the Bazhenov rocks: high-carbon argillaceous-siliceous-carbonate type

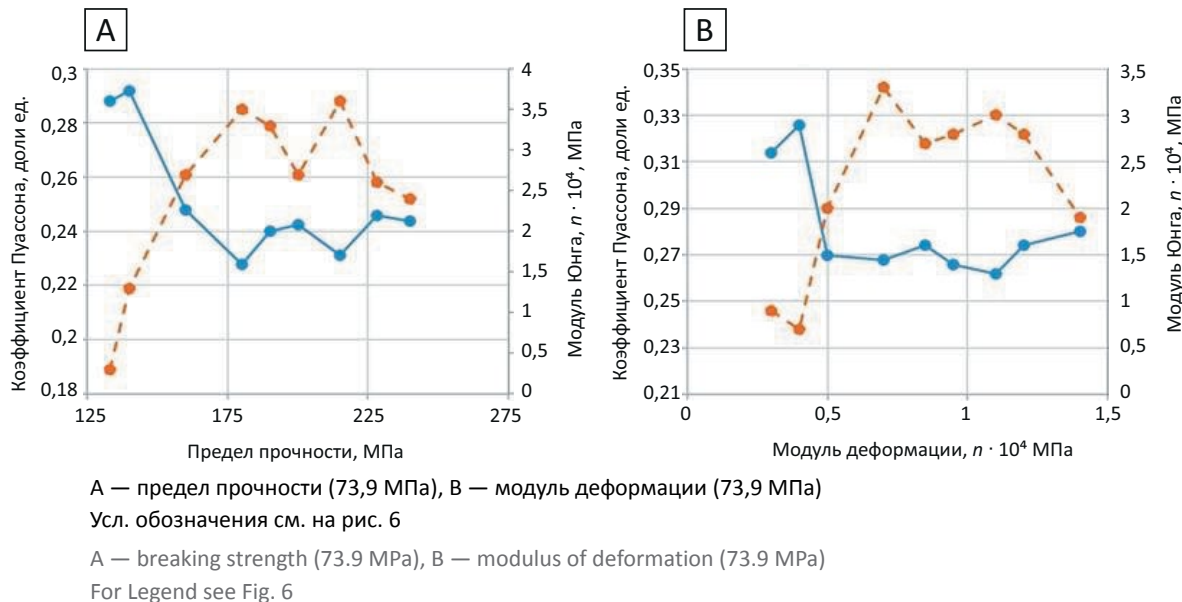
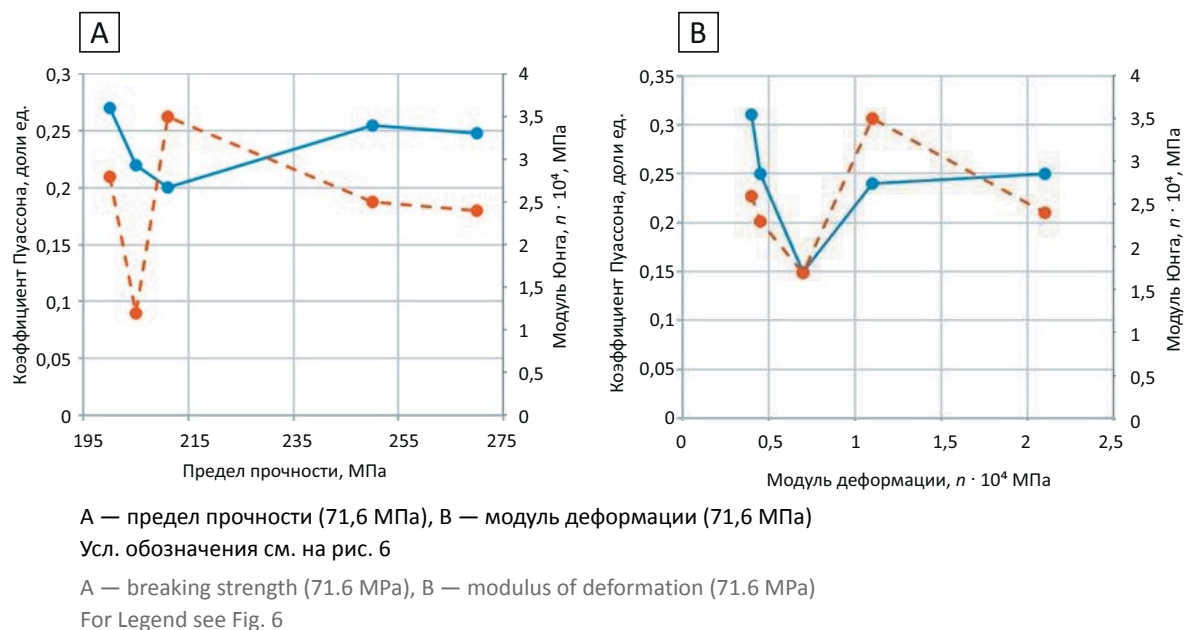


Рис. 10. Зависимость модуля Юнга и коэффициента Пуассона от геомеханических свойств баженовской свиты пород углеродисто-глинисто-кремнистого типа

Fig. 10. Young's modulus and Poisson ratio as a function of geomechanical properties of the Bazhenov rocks: high-carbon argillaceous-siliceous-carbonate type



значения предела прочности зафиксированы в высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных породах, характеризующихся наибольшими содержаниями ОВ (см. рис. 5).

В породах каждого литотипа установлено приращение им критическое горное давление, отражающее усиление деформации горных пород, кото-

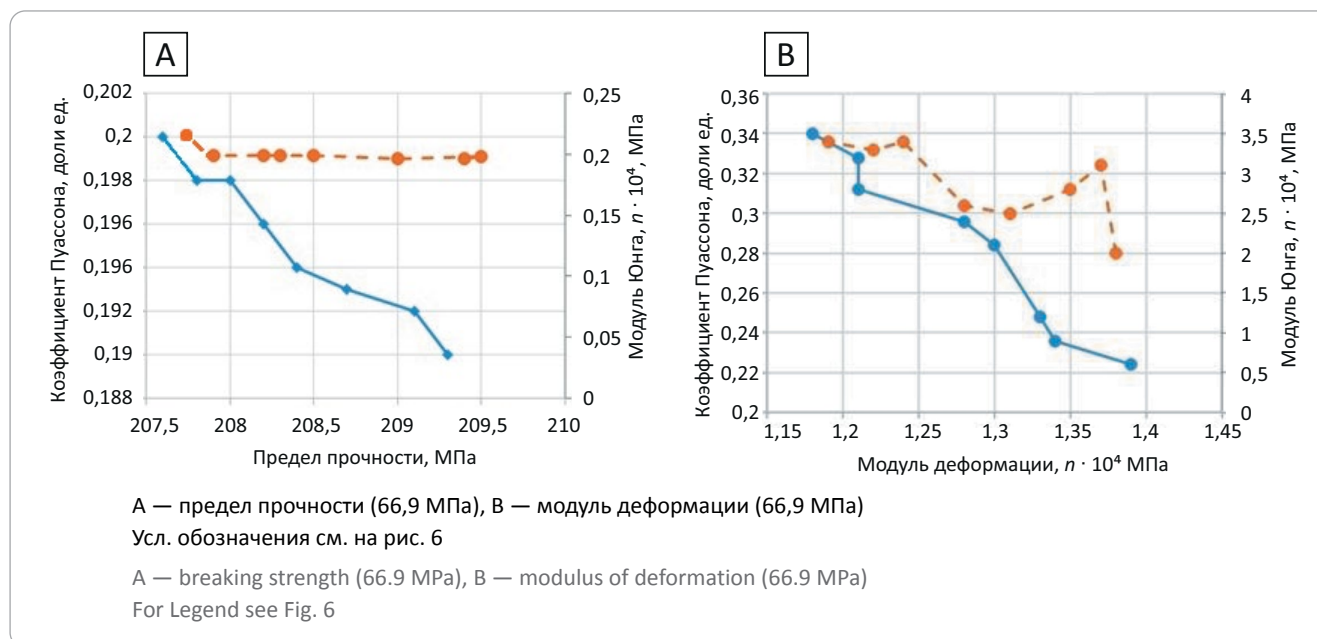
рое сопровождается образованием в них трещин (см. рис. 6–11).

Значения модулей Юнга в породах всех типов составляют в среднем $(1,27–5,49) \cdot 10^4$ МПа. В зонах трещинообразования его значение минимально в углеродисто-глинисто-кремнистых породах и несколько повышено в породах двух других литотипов.



Рис. 11. Зависимость модуля Юнга и коэффициента Пуассона от геомеханических свойств баженовской свиты пород углеродисто-глинисто-кремнистого типа

Fig. 11. Young's modulus and Poisson ratio as a function of geomechanical properties of the Bazhenov rocks: carbonaceous argillaceous-siliceous type



Значение *коэффициента Пуассона* во всех изученных образцах колеблется от 0,13 до 0,37 долей ед., характеризуясь минимальными значениями в интервалах критического горного давления для всех типов пород. Значения *модулей деформации* в баженовской свите равны $(0,23\text{--}4,76) \cdot 10^4$ МПа, снижаясь в среднем от $1,12 \cdot 10^4$ МПа (высокоуглеродистые глинисто-кремнисто-карбонатные породы) до $0,97 \cdot 10^4$ МПа (высокоуглеродистые карбонатно-глинисто-кремнистые породы) и до $0,83 \cdot 10^4$ МПа (углеродистые глинисто-кремнистые породы). В интервалах воздействия критического горного давления на исследуемые образцы в высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных породах значение модуля деформации составляет 2,2 МПа, высокоуглеродистых карбонатно-глинисто-кремнистых — 1,5 МПа, в углеродистых глинисто-кремнистых породах — 0,7 МПа. *Коэффициент деформации* в породах всех типов в интервале горных давлений 66,4–73,9 МПа изменяется от 0,14 до 0,41 долей ед. В интервалах критического горного давления, приводящего к разрушению породы в эксперименте, его значение в породах практически не отличается от средневзвешенного значения для различных типов. Значения *предела прочности* горных пород при объемном сжатии колеблются в породах всех типов от 105,1 до 424,5 МПа, снижаясь при критических значениях горных давлений в ряду пород: углеродистых глинисто-кремнистых — 203 МПа, высокоуглеродистых карбонатно-глинисто-кремнистых — 195 МПа, высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных — 183 МПа. Таким образом, чем выше значение модуля Юнга и ниже коэффициент Пуассона для разных значений $P_{\text{горн}}$ воздействующего на породы одного и того же

литотипа, тем выше индекс хрупкости пород баженовской свиты, что соответствует результатам работ многих исследователей [20, 21].

Длительное и устойчивое погружение отложений баженовской свиты на протяжении сотен миллионов лет сопровождается накоплением в них постоянно поступающей из недр Земли эндогенной энергии (тепловой поток), к которой добавляется энергия, унаследованная захороненным ОВ от исходной биоты животного и растительного происхождения, обитавшая в субаквальном бассейне осадконакопления 145 млн лет назад и выделявшаяся в толщу горных пород в ходе последовательного химического преобразования ОВ на различных стадиях литогенеза. Накопленная в недрах осадочного чехла суммарная энергия позволяет реализоваться термокаталитическому преобразованию минеральной и органической составляющих нефтегазопроизводящих высокобитуминозных пород на стадии катагенеза. При дегидратации монтмориллонита в гидрослюду химически связанная вода, входящая в состав минерального скелета глин, переходит в свободное состояние — «возрожденную» воду, а кероген (минерально-органический комплекс, образующийся на стадии диагенеза при литификации осадков и содержащегося в них ОВ) генерирует в больших масштабах новые компоненты осадочно-породного бассейна на стадии катагенеза — УВ-соединения различного фазового состояния. Термокаталитическая деструкция керогена, приводящая к генерации УВ, сопровождается повышением температуры внутри закрытых пор нефтегазогенерирующих пород. Масштабы преобразования ОВ этих пород и их минерального скелета на стадии катагенеза значительны [22]. Жид-

кие и газообразные УВ, выделившиеся в закрытые поры нефтегазопродуцирующих пород, физически и химически воздействуют на них изнутри. Возросшее давление в микролинзах ОВ может превысить сопротивление минеральных компонентов горных пород, расположенных между этими микролинзами, что приводит к образованию сети полостей (вторичный коллектор), заполняющихся продуктами преобразования ОВ.

Различие температурного расширения твердой, жидкой и газообразной фаз новообразованных водных УВ-флюидов, к которому добавляется невозможность их равномерного оттока, влечет за собой формирование внутри закрытых пор сверхгидростатического порового давления. Обладая высокой энергией и воздействуя на поровое пространство уплотненных битуминозных пород изнутри, сверхгидростатическое поровое давление приводит к их растрескиванию («автогидронефтепазрыв», по И.И. Нестерову), высвобождению новообразованных флюидов из закрытых пор, обеспечивая их первичную миграцию внутри самой нефтегазогенерирующей породы. Перераспределение водных УВ-флюидов, новообразованных на стадии катагенеза, из мест их формирования в соседние зоны нефтегазогенерирующей породы активизирует процесс генерации новых порций УВ. Поступательная генерация УВ высокобитуминозными породами на стадии катагенеза сопровождалась увеличением масштабов трещинообразования в тех интервалах пород баженовской свиты, из которых невозможен естественный отток в породы-коллекторы, и превращала эти толщи во вторичный коллектор, аккумулирующий новообразованные водные УВ-флюиды внутри самой нефтегазопродуцирующей породы без их вторичной миграции. Образование трещин приводит к поступательной деформации горной породы, масштабы которой в значительной степени зависят от ее литологического состава, содержания ОВ и величины горного давления, воздействующего на породы изнутри. Первичное образование трещин, которые развиваются параллельно плоскостям слоистости в зоне микролинз ОВ, наиболее активно происходит в высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных породах при значении горного давления 66,9 МПа и минимальном значении индекса хрупкости; затем трещины образуются в высокоуглеродистых карбонатно-глинисто-кремнистых породах при значении горного давления 67,4 МПа, и в последнюю очередь — в углеродистых глинисто-кремнистых породах при значении горного давления 71,6 МПа и максимальном значении индекса хрупкости. В разрезе баженовской свиты формирование первых трещин автофлюидоразрыва происходит в верхней части разреза (пачка 5), затем в подстилающих ее высокоуглеродистых породах (пачка 4), затем в нижней толще (пачки 3-1).

Авторы работ [23–26], изучавшие влияние теплового воздействия на эволюцию порового про-

странства нефтяных сланцев различных регионов мира, установили, что трансформация порового пространства на субмикронном и наноуровнях происходит в основном за счет десорбции геополимеров и физически связанной воды, содержащейся в порах пород или гидратированной глинистыми минералами при нагреве образца до температур начала пиролиза ОВ. Тепловое воздействие с нагревом образцов баженовской свиты до температур начала пиролиза ОВ привело «возможно к необратимому тепловому расширению образцов за счет растрескивания минерального скелета и поведения геополимеров», отражая формирование энергии, необходимой для трещинообразования за счет преобразования керогена в УВ [27]. Наибольшее увеличение открытой пористости (2 раза и более) отмечается для пород, содержащих кальцит и доломит, так как именно для карбонатных минералов характерно резко асимметричное расширение по осям кристалла при нагревании, способствующее дополнительному разуплотнению породы и увеличению открытой пористости [28]. Результаты работы [27] подтверждают определяющий вклад ОВ и карбонатных соединений, слагающих минеральный скелет пород баженовской свиты, в существенное снижение ее деформационно-прочностных свойств под влиянием высоких температур (322–366 °С). Критические значения горного давления (66,9 МПа для высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных пород; 67,4 МПа — высокоуглеродистых карбонатно-глинисто-кремнистых пород; 71,6 МПа — углеродистых глинисто-кремнистых пород, превышающие горное давление в 1,03–1,7 раз) очевидно, сопоставимы со сверхгидростатическим поровым давлением, которое, воздействуя на минеральный скелет органогенной горной породы изнутри, приводит к автогидронефтепазрыву и запускает механизм формирования трещин в высокобитуминозных породах баженовской свиты. Аккумуляция первых порций новообразованных УВ-флюидов будет происходить в трещинах, появившихся раньше всех в высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных породах при горном давлении 66,9 МПа. Таким образом, одновременный и последовательный процесс появления трещин в породах высокобитуминозной баженовской свиты на стадии катагенеза инициируется физическими и химическими характеристиками различных по составу породообразующих минералов, присутствием в породе ОВ, уровнем его термокаталитического преобразования и значением сверхгидростатического порового давления.

Заключение

1. Деформационно-прочностные свойства высокобитуминозных пород баженовской свиты в большой степени зависят от литологического типа пород, определяемого соотношением основных породообразующих минеральных компонентов, а также от содержания ОВ, степени его катагенеза и

горного давления, которые определяются особенностями геологической эволюции этих отложений.

2. В качестве геодинамических параметров, отражающих деформационно-прочностные характеристики пород баженовской свиты, можно использовать модуль Юнга и коэффициент Пуассона, одновременное и согласованное изменение которых подтверждает снижение сопротивления горной породы к воздействию внешних нагрузок, сопровождающееся образованием в ней трещин.

3. Слои баженовской свиты, обладающие наибольшей хрупкостью, характеризуются повышенными значениями модуля Юнга и пониженными значениями коэффициента Пуассона.

4. Установлены значения критического горного давления, воздействующего на битуминозные породы баженовской свиты, при котором в них образуются трещины автогидронефтеразарыва, при-

водящие к формированию вторичного коллектора: 66,9 МПа в высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных (кокколитофоридовых), содержащих 55 % карбонатов и 19 % ОВ; 67,4 МПа — высокоуглеродистых карбонатно-глинисто-кремнистых породах, с содержанием 22,3 % карбонатов и 12,5 % ОВ и 71,6 МПа — углеродистых глинисто-кремнистых породах с минимальным содержанием карбонатов 5,9 и 7,1 % ОВ и максимальным — кремнезема (81 %).

5. Формирование трещин автогидронефтеразарыва пород в разрезе баженовской свиты происходит сверху вниз, начинается в кокколитофоридовой пачке 5, затем переходит в высокоуглеродистую пачку 4, последними трещины формируются в пачках 3, 2, 1. Данную информацию можно использовать, в частности, при планировании техногенного воздействия с помощью гидроразрыва пласта.

Литература

1. Гурари Ф.Г., Гурари И.Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1974. – № 5. – С. 36–40.
2. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты / Под ред. Ф.Г. Гурари. – М.: Недра, 1988. – 199 с.
3. Строение и нефтегазоносность баженинов Западной Сибири / Под ред. И.И. Нестерова. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. – 176 с.
4. Kontorovich A.E., Moskvina V.T., Burshtein L.M., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N. Bashenovo oil source formation // International Meeting of Organic Geochemistry (Торки, Англия, 9–14 сентября 2007 г.). – Торки, 2007. – С. 90–91.
5. Котылев А.В., Балушкина Н.А., Вишневская В.С., Коробова Н.М., Калмыков Г.А., Рослякова А.С. Модель накопления радиоляритовых слоев в баженовской свите Западной Сибири // Вестник МГУ. Серия 4. Геология. – 2019. – № 1. – С. 92–97.
6. Красников А.А., Мелихов Р.Ф., Павлов В.А., Субботин М.Д., Емельянов Д.В., Ахмадишин А.Т. Расчет геомеханических свойств пород бажено-абалакского комплекса для прогноза зон трещиноватости // Нефтяная провинция. – 2018. – Т. 15. – № 3. – С. 31–43. DOI: 10.25689/NP.2018.3.31-43.
7. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1979. – № 9 – С. 26–29.
8. Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 11. – С. 2034–2043. DOI: 10.15372/GiG20161106.
9. Немова В.Д. Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 13–17. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-13-17.
10. Немова В.Д., Погодаева А.М., Ким О.О., Матюхина Т.А. Литолого-петрофизическая характеристика продуктивных интервалов позднеюрско-раннемеловых отложений Средне-Назымского месторождения [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 2. – Режим доступа: https://www.ngtp.ru/rub/2020/12_2020.html (дата обращения). DOI: 10.17353/2070-5379/12_2020.
11. Рослякова А.С., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А., Фомин М.М., Карпов Ю.А., Козлова Е.В., Фадеева Н.П. Распределение органического вещества в породах баженовской высокоуглеродистой формации // Вестник МГУ. Серия 4. Геология. – 2019. – № 2. – С. 46–57.
12. Пронина Н.В., Войтехович А.П. Прямые признаки нефтеобразования в породах баженовской свиты // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 2. – С. 152–157. DOI: 10.18599/grs.2021.2.15.
13. Эдер В.Г., Костырева Е.А., Юрченко А.Н., Бабушкина Н.С., Сотнич И.С., Козлова Е.В., Замирайлова Е.Г., Савченко Н.И. Новые данные о литологии, органической геохимии и условиях формирования баженовской свиты Западной Сибири // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 129–142. DOI: 10.18599/grs.2019.2.129-142.
14. Эдер В.Г., Бабушкина Н.С., Замирайлова А.Г., Фомин А.Н. Литолого-геохимические свидетельства катагенетических преобразований черных сланцев на примере баженовской свиты Западной Сибири // Вестник МГУ. Серия 4. Геология. – 2021. – № 1. – С. 58–70. DOI: 10.33623/0579-9406-2021-1-58-70.
15. Булатов Т.Д., Козлова Е.В., Пронина Н.В., Коробова Н.И., Леушенко Е.А., Воропаев А.В., Панченко И.В., Морозов Н.В., Спасенных М.Н. Кероген I типа в породах баженовской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Вестник МГУ. Серия 4. Геология. – 2021. – № 6. – С. 110–119. DOI: 10.33623/0579-9406-2021-6-110-119.
16. Панченко И.В., Немова В.Д., Смирнова М.Е., Ильина М.В., Барабошкин Е.Ю., Ильин В.С. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения и ГИС // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 22–34.
17. Нестеров И.И. Нефть черных сланцев // Известия вузов. Нефть и газ. – 1997. – № 5. – С. 46–52.

18. Куляпин П.С., Соколова Т.Ф. Использование статистического подхода при интерпретации данных ГИС в нефтематеринских породах баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Технологии сейсморазведки. – 2013. – № 3. – С. 28–42.
19. Зобак М.Д. Геомеханика нефтяных залежей. – М. – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2018. – 482 с.
20. Li Z, Huang F., He X., Zhang W., He Y. Shale-gas reservoir-prediction study in Daan zhai Eastern Sichuan Basin // The Leading Edge. – 2014. – № 33 – С. 526–534.
21. Slatt P.M. Stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologist geophysicists and engineers. Origin recognition initiation and reservoir quality. – Оклахома, США : Elsevier B.V. Press, 2013. – 688 с.
22. Конторович А.Э., Трофимук А.А. Литогенез и нефтеобразование // Горючие ископаемые. Доклады 25 МГК. – М. : Наука. – 1976. – С. 73–83.
23. Duvall F.E.W., Sohn H. Y., Pitt C. H., Bronson M. C. Physical behavior of oil shale at various temperatures and compressive loads. Free thermal expansion // Fuel. – 1983. – Т. 62. – № 12. – С. 1455–1461. DOI: 10.1016/0016-2361(83)90114-X.
24. Kobchenko M., Panahi H., Renard F., Dysthe D.K., Malthes-Sorensen A., Mazzini A., Scheibert J., Jamtveit B., Meakin P. 4D imaging of fracturing in organic-rich shales during heating // Journal of Geophysical Research. – 2011. – Т. 116. – № B12. – 9 с. DOI: 10.1029/2011JB008565.
25. Sait T., Lin Q., Bijelgie D., Blunt M.I. Microstructural imaging and characterization of oil shale before and after pyrolysis. // Fuel. – 2017. – Т. 197. – С. 562–574. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.02.030
26. Liu Z., Yang D., Hu Y., Zhang J., Shao J., Song S., Kang Z. Influence of In Situ Pyrolysis on the Evolution of Pore Structure of Oil Shale. // Energies. – 2018. – Т. 11. № 4. – 755 с. DOI: 10.3390/en11040755.
27. Глотов А.В., Михайлов Н.Н., Молоков П.Б., Парначев С.В., Штырляева А.А. Оценка влияния теплового воздействия на структуру порового пространства при определении емкостных свойств пород баженовской свиты с использованием синхронного термического анализа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 37–43. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-1-37-44.
28. Таблицы физических величин: Справочник / Под ред. И.К. Кикоина. – М. : Атомиздат, 1976. – 1008 с.

References

1. Gurari F.G., Gurari I.F. Formation of oil pools in the Bazhenov claystone, Western Siberia. *Oil and gas geology*. 1974;(5):36–40. In Russ.
2. Usloviya formirovaniya i metodika poiskov zalezhei nefi v argillitakh bazhenovskoi svity [Conditions of formation and methods of prospecting for oil deposits in mudstones of the Bazhenov Formation]. In: Gurari F.G., ed. Moscow: Nedra, 1988. 199 p. In Russ.
3. Stroenie i neftegazonosnost' bazhenitov Zapadnoi Sibiri [Structure and oil and gas content of Bazhenites of Western Siberia]. In: Nesterova I.I., ed. Tyumen': ZapSibNIGNI, 1985. 176 p. In Russ.
4. Kontorovich A.E., Moskvina V.T., Burshtein L.M., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N. Bashenovo oil source formation. International Meeting of Organic Geochemistry (Torquay, England, 9–14 September 2007). Torquay, 2007. pp. 90–91.
5. Kotylev A.V., Balushkina N.A., Vishnevskaya V.S., Korobova N.M., Kalmykov G.A., Roslyakova A.S. Model of accumulation of radiolarite layers in the Bazhenov formation of Western Siberia. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 2019;(1):92–97. In Russ.
6. Krasnikov A.A., Melikhov R.F., Pavlov V.A., Subbotin M.D., Emel'yanov D.V., Akhmadishin A.T. Estimating geomechanical properties of bazhenovskian-abalaksian rocks for predicting fractured zones. *Neftyanaya provintsia*. 2018;15(3):31–43. DOI: 10.25689/NP.2018.3.31-43. In Russ.
7. Nesterov I.I. New type of oil and gas reservoir. *Oil and gas geology*. 1979;(9):26–29. In Russ.
8. Kontorovich A.E., Yan P.A., Zamirailova A.G., Kostyreva E.A., Eder V.G. Classification of rocks of the Bazhenov formation. *Russian Geology and Geophysics*. 2016;57(11):2034–2043. DOI: 10.15372/GIG20161106. In Russ.
9. Nemova V.D. Multi-level lithological typization of rocks of the Bazhenov Formation. *Oil Industry*. 2019;(8):13–17. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-13-17. In Russ.
10. Nemova V.D., Pogodaeva A.M., Kim O.O., Matyukhina T.A. Petrophysical characteristics of the Late Jurassic - Early Cretaceous productive levels of the Sredne-Nazym field. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2020;15(2). Available at: https://www.ngtp.ru/rub/2020/12_2020.html (accessed). DOI: 10.17353/2070-5379/12_2020. In Russ.
11. Roslyakova A.S., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A., Fomin M.M., Karpov Yu.A., Kozlova E.V., Fadeeva N.P. Distribution of organic matter in bazhenov high-carbon formation. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 2019;(2):46–57. In Russ.
12. Pronina N.V., Voitekhovich A.P. Direct signs of oil-generation in the rocks of Bazhenov Suite. *Georesursy = Georesources*. 2021;23(2):152–157. DOI: 10.18599/grs.2021.2.15. In Russ.
13. Eder V.G., Kostyreva E.A., Yurchenko A.N., Babushkina N.S., Sotnich I.S., Kozlova E.V., Zamirailova E.G., Savchenko N.I. New data on lithology, organic geochemistry and accumulation conditions of the Bazhenov formation in Western Siberia. *Georesursy = Georesources*. 2019;21(2):129–142. DOI: 10.18599/grs.2019.2.129-142. In Russ.
14. Eder V.G., Babushkina N.S., Zamirailova A.G., Fomin A.N. Lithological and geochemical evidence of catagenetic transformations of black shales on the example of the Bazhenov formation in Western Siberia. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 2021;(1):58–70. DOI: 10.33623/0579-9406-2021-1-58-70. In Russ.
15. Bulatov T.D., Kozlova E.V., Pronina N.V., Korobova N.I., Leushenko E.A., Voropaev A.V., Panchenko I.V., Morozov N.V., Spasennykh M.N. Type I kerogen in the Bazhenov formation rocks of the West Siberian petroleum basin. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 2021;(6):110–119. DOI: 10.33623/0579-9406-2021-6-110-119. In Russ.
16. Panchenko I.V., Nemova V.D., Smirnova M.E., Ilyina M.V., Baraboshkin E.Yu., Ilyin V.S. Stratification and detailed correlation of Bazhenov horizon in the central part of the Western Siberia according to lithological and paleontological core analysis and well logging. *Geologiya nefi i gaza*. 2016;(6):1–13. In Russ.

17. Nesterov I.I. Neft' chernykh slantsev [Black shale oil]. *Izvestiya vuzov. Neft' i gaz*. 1997;(5):46–52. In Russ.
18. Kulyapin P.S., Sokolova T.F. Statistical well log analysis of the bazhenov formation. *Tekhnologii seismorazvedki*. 2013;(3):28–42. In Russ.
19. Zobak M.D. Reservoir Geomechanics. Moscow–Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2018. 482 p. In Russ.
20. Li Z, Huang F., He X., Zhang W., He Y. Shale-gas reservoir-prediction study in Daan zhai Eastern Sichuan Basin. *The Leading Edge*. 2014;(33):526–534.
21. Slatt P.M. Stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologist geophysicists and engineers. Origin recognition initiation and reservoir quality. Oklahoma, SShA : Elsevier B.V. Press, 2013. 688 p.
22. Kontorovich A.E., Trofimuk A.A. Litogenez i nefteobrazovanie [Lithogenesis and soil formation]. Goryuchie iskopaemye. Doklady 25 MGK. Moscow: Nauka. 1976. pp. 73–83. In Russ.
23. Duvall F.E.W., Sohn H. Y., Pitt C. H., Bronson M. C. Physical behavior of oil shale at various temperatures and compressive loads. Free thermal expansion. *Fuel*. 1983;62(12):1455–1461. DOI: 10.1016/0016-2361(83)90114-X.
24. Kobchenko M., Panahi H., Renard F., Dysthe D.K., Malthé-Sorensen A., Mazzini A., Scheibert J., Jamtveit B., Meakin P. 4D imaging of fracturing in organic-rich shales during heating. *Journal of Geophysical Research*. 2011;116(B12):9 p DOI: 10.1029/2011JB008565.
25. Sait T., Lin Q., Bijelgic D., Blunt M.I. Microstructural imaging and characterization of oil shale before and after pyrolysis. *Fuel* 2017;(197):562–574. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.02.030.
26. Liu Z., Yang D., Hu Y., Zhang J., Shao J., Song S., Kang Z. Influence of In Situ Pyrolysis on the Evolution of Pore Structure of Oil Shale. *Energies*. 2018;11(4):755. DOI: 10.3390/en11040755.
27. Glotov A.V., Mikhailov N.N., Molokov I.I., Parnachev S.V., Shtyryaeva A.A. Evaluation of the thermal stimulation effect on the pore space structure when determining the capacitive properties of bazhenov suite rocks using the synchronous thermal analysis. 2019;(1):37–43. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-1-37-44. In Russ.
28. *Tablitsy fizicheskikh velichin: Spravochnik*. In: Kikoina I.K. Moscow: Atomizdat, 1976. 1008 p. In Russ.

Информация об авторах

Чистякова Нелли Федоровна

Доктор геолого-минералогических наук,
доцент, профессор
Тюменский государственный университет,
Школа естественных наук
625003 Тюмень, ул. Володарского, д. 6
e-mail: n.f.chistyakova@utmn.ru
ORCID ID: 0009-0005-4272-2196
Scopus ID: 57210151422

Немова Варвара Дмитриевна

Доктор геолого-минералогических наук,
начальник отдела
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
109028 Москва, Покровский б-р, 3, стр.1
e-mail: varvara.Nemova@lukoil.com
ORCID ID: 0009-0005-4272-2196
Scopus ID: 57210151422

Михаил Дмитриевич Субботин

Магистр
Тюменский государственный университет
625003 Тюмень, ул. Володарского, д. 6
e-mail: subbotin.mikhail@gmail.com

Information about authors

Nelly F. Chistyakova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Associate Professor, Professor
Tyumen State University,
Institute of Earth Sciences,
6, ul. Volodarskogo, Tyumen', 625003, Russia
e-mail: n.f.chistyakova@utmn.ru
ORCID ID: 0009-0005-4272-2196
Scopus ID: 57210151422

Varvara D. Nemova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
LUKOIL-Engineering LLC,
3, str. 1, Pokrovsky bul., Novosibirsk, 109028, Russia
e-mail: varvara.Nemova@lukoil.com
ORCID ID: 0009-0005-4272-2196
Scopus ID: 57210151422

Mikhail D. Subbotin

Master's degree
Tyumen State University, Institute of Earth Sciences,
6, ul. Volodarskogo, Tyumen', 625003, Russia
e-mail: subbotin.mikhail@gmail.com



РОЭК

ЛЮДИ. ТЕХНОЛОГИИ. ЗНАНИЯ

ТЕМЫ НАУЧНЫХ СЕССИЙ

1. Трудноизвлекаемые запасы
2. Методы увеличения нефтеотдачи
3. Строительство скважин – бурение и заканчивание
4. Техника и технологии добычи. Промысловый сбор и подготовка продукции
5. Испытание скважин и исследование пластов и пластовых флюидов
6. Разработка нефтяных месторождений
7. Цифровые технологии для нефтегазовой отрасли
8. Геологическое, гидродинамическое, интегрированное и геомеханическое моделирование
9. Геомеханика
10. Концептуальное проектирование и реинжиниринг
11. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений
12. Исследование кернового материала
13. Геология и геофизика месторождения
14. Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды
15. Промысловая геофизика
16. Интенсификация добычи и ГРП для месторождений УВ

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



www.rcgh.ru

РОССИЙСКАЯ ГАЗОГИДРАТНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

РГК-2024

26 - 31 августа 2024 г. поселок
Листвянка, Байкал

Листвянка

Впервые на одной площадке соберутся представители организаций, подведомственных Федеральному агентству по недропользованию (Роснедра), Росгеологии, организаций-недропользователей, академических институтов РАН, ведущих университетов и Федеральных научных и образовательных центров, сервисных и технологических компании и компаний, занимающихся разработкой и производством геологического, газового и лабораторного оборудования, ученые руководители научных организаций из дружественных стран.



УДК 661.7:543.544.3

DOI 10.47148/0016-7894-2024-4-57-68

Изучение кинетики преобразования органического вещества пород методом пиролитической газовой хроматографии

© 2024 г. | С.В. Можегова, И.Л. Пайзанская, Р.С. Герасимов, А.А. Алферова, Е.М. Кравченко

Научно-аналитический центр Апрелевского отделения ФГБУ «ВНИГНИ», Апрелевка, Россия; mozhegov@vnigni.ru; payzianskaia@vnigni.ru; r.gerasimov@vnigni.ru; a.alferova@vnigni.ru; e.kravchenko@vnigni.ru

Поступила 11.01.2024 г.

Доработана 15.01.2024 г.

Принята к печати 09.02.2024 г.

Ключевые слова: кинетика; кероген; Rock-Eval; пиролитическая газовая хроматография; генерация углеводородов; энергия активации; нефть; газ; кинетические спектры.

Аннотация: Статья посвящена разработанной новой оригинальной методике определения углеводородного состава продуктов пиролиза керогена для изучения кинетики преобразования органического вещества пород и построения четырехкомпонентных кинетических спектров на основе результатов, полученных методами Rock-Eval и пиролитической газовой хроматографии, на примере разновозрастных нефтегазоматеринских толщ Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Метод Rock-Eval позволяет получить информацию об общем количестве углеводородов, образующихся из органического вещества (керогена), а пиролитическая хроматография дает возможность определить количественное соотношение разных групп углеводородов на каждой ступени нагрева. Пиролиз органического вещества с последующим анализом углеводородного состава образующихся продуктов позволяет получить многокомпонентные (газ, жидкие углеводороды) спектры распределения генерационного потенциала по энергиям активации реакций преобразования керогена в углеводороды. Конфигурация спектров зависит от структуры керогена и индивидуальна для каждого типа органического вещества.

Для цитирования: Можегова С.В., Пайзанская И.Л., Герасимов Р.С., Алферова А.А., Кравченко Е.М.. Изучение кинетики преобразования органического вещества пород методом пиролитической газовой хроматографии // Геология нефти и газа. – 2024. – № 4. – С. 57–68. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-4-57-68.

Study of Organic Matter thermal decomposition kinetics using pyro-GC method

© 2024 | S.V. Mozhegov, I.L. Paizanskaya, R.S. Gerasimov, A.A. Alferova, E.M. Kravchenko

Aprelevka Division of All-Russian Research Geological Oil Institute, Aprelevka, Russia; mozhegov@vnigni.ru; payzianskaia@vnigni.ru; r.gerasimov@vnigni.ru; a.alferova@vnigni.ru; e.kravchenko@vnigni.ru

Received 11.01.2024

Revised 15.01.2024

Accepted for publication 09.02.2024

Key words: kinetics; kerogen; Rock-Eval; pyro-GC; hydrocarbon generation; activation energy distribution; oil; gas; kinetic spectrum.

Abstract: The authors present the developed new original technique for hydrocarbon composition determination of kerogen pyrolysis products aimed at studying the kinetics of rock Organic Matter transformation and creating four-component kinetic spectra based on the results obtained by Rock-Eval and pyrolysis-gas chromatography methods. The example of different-age source rocks of the West Siberian basin is discussed. The Rock-Eval method allows obtaining information on the total amount of hydrocarbons formed from Organic Matter (kerogen), while pyrolytic chromatography makes it possible to quantitative relationship of different HC groups at each heating step. Pyrolysis of Organic Matter with subsequent analysis of hydrocarbon composition of the formed products allows obtaining multicomponent (gas, liquid hydrocarbons) spectra of generation potential distribution according to activation energy of reactions of kerogen conversion into hydrocarbons. Configuration of the spectra depends on kerogen structure; it is individual for each type of Organic Matter.

For citation: Mozhegov S.V., Paizanskaya I.L., Gerasimov R.S., Alferova A.A., Kravchenko E.M. Study of Organic Matter thermal decomposition kinetics using pyro-GC method. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(4):57–68. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-4-57-68. In Russ.

Введение

Изучение кинетики термической деструкции керогена нефтегазоматеринских толщ имеет важное практическое и теоретическое значение при количественном прогнозировании нефтегазоносности осадочных бассейнов. Основным результатом подобных исследований является спектр распределения фракций ОВ по энергиям активации реакций

их преобразования в УВ и частотный множитель из уравнения Аррениуса, описывающий зависимость константы скорости реакции от температуры. Кинетический спектр отображает механизм преобразования ОВ и его зависимость от двух определяющих факторов: температуры и времени.

Существуют различные экспериментальные подходы для изучения кинетики преобразования

керогена в нефть и газ, наиболее распространенным является неизотермический пиролиз в открытой системе с использованием прибора Rock-Eval, который дает информацию об общем количестве УВ, образующихся из ОВ (керогена) при высоких температурах.

Опубликованные результаты кинетических исследований нефтегазоматеринских отложений, содержащих разнотипное ОВ, иллюстрируют существенные различия в механизме его преобразования, выраженные и в значениях кинетических параметров, и в составе продуктов пиролиза ([1–6] и др.). Очевидно, что специфика химического состава и свойств керогена зависит в первую очередь от исходных биопродуцентов ОВ и условий их захоронения в осадке. Получаемые в результате кинетических исследований уравнения и модели разложения ОВ уникальны для каждой нефтематеринской свиты или даже ее части. Поэтому необходимо проводить анализ температурно-временных зависимостей преобразования ОВ конкретных нефтематеринских отложений для конкретных седиментационных бассейнов.

В последние годы стали появляться отечественные публикации, посвященные кинетическим исследованиям ОВ пород ([7–10] и др.), но работ, описывающих построение и расчет многокомпонентных кинетических спектров, достаточно мало.

Представленная в статье методика, объединяющая Rock-Eval и пиролитическую газовую хроматографию, позволяет рассчитать многокомпонентные кинетические спектры. В ходе проведенных экспериментов были получены кинетические распределения для различных нефтематеринских пород Западно-Сибирского бассейна. Коллекция образцов пород для исследований подобрана таким образом, чтобы наглядно проиллюстрировать влияние различий в типе и зрелости керогена на кинетические спектры.

Коллекция образцов и методы исследования

При выборе образцов для проведения кинетических исследований необходимо руководствоваться рядом условий [11]:

- 1) генерационный потенциал (S_2 или HI) образца породы должен соответствовать среднему значению для нефтематеринской толщи или ее пачки;
- 2) степень зрелости ОВ должна соответствовать началу нефтяного окна ($T_{\max} = 420\text{--}435\text{ }^{\circ}\text{C}$, $R_o = 0,5\text{--}0,7\%$);
- 3) содержание органического углерода не должно быть ниже 1,5 %.

Также кинетические исследования рекомендуется проводить на предварительно дебитуминизированных образцах пород для устранения влияния на величину и форму пика S_2 (Rock-Eval) выхода продуктов пиролиза, связанных с выделением сорбированных свободных УВ, деструкцией смол и асфальтенов.

Четыре образца пород, выбранные для кинетического моделирования, характеризуют разнотипные нефтегазоматеринские толщи Западной Сибири. Образец карбонатно-глинисто-кремнистые породы *баженовской свиты* (сапропелевый тип ОВ) отобран из зон разного катагенеза (табл. 1). Для образца из скв. Южно-Майская-413 уровень зрелости ОВ соответствует концу протокатагенеза (PK_3/MK_1 по шкале Н.Б. Вассоевича [12]). Уровень зрелости образца из скв. Верхнесалымская-45 соответствует концу нефтяного окна (MK_3/MK_4). Два других образца отобраны из отложений прибрежных фаций, содержащих ОВ преимущественно гумусового типа с примесью сапропелевой составляющей. Уровень зрелости образца (аргиллита) гольчихинской свиты из скв. Яковлевская-2 соответствует концу протокатагенеза (PK_3/MK_1). Уголь тюменской свиты из скв. Заозерная-1 по результатам петрографических исследований в основной массе содержит остатки растительной ткани с включениями липтинитовых компонентов — спор, смолы и др., уровень зрелости соответствует началу мезокатагенеза (MK_1).

Основные геохимические характеристики ОВ выбранных для исследований образцов приведены в табл. 1, схема расположения объектов — на рис. 1.

Методы исследований

Пиролитическая газовая хроматография

Разработка новой методики осуществлялась на комплексе приборов, состоящих из пиролитической ячейки Frontier Lab EGA/PY-3030D, газового хроматографа Agilent 7890A и установки для улавливания продуктов пиролиза жидким азотом (рис. 2).

Сущность метода заключается в нагревании навески образца породы в пиролитической ячейке с последующим хроматографическим разделением продуктов крекинга керогена на капиллярной колонке и регистрацией исследуемых компонентов с использованием пламенно-ионизационного детектора (ПИД).

Одним из главных элементов данной технологической схемы является пиролитическая ячейка PY-3030D. Это многофункциональный инструмент, позволяющий проводить исследования образца в режиме ступенчатого пиролиза.

Газовый хроматограф с ПИД оснащен кварцевой капиллярной колонкой PONA (длина — 50 м, диаметр колонки — 0,2 мм, толщина неподвижной жидкой фазы — 0,5 мкм).

Для полного разделения газов, таких как метан, этан, пропан, н-бутан и изо-бутан, и легких жидких УВ (изо-пентан, н-пентан) и отделения их от жидких продуктов пиролиза в термостате газового хроматографа установлена криогенная ловушка, в которую помещается начальный участок капиллярной колонки. Процесс криогенного фокусирования продуктов пиролиза полностью автоматический и контролируется компьютерной программой для управления пиролитической ячейкой. Продукты

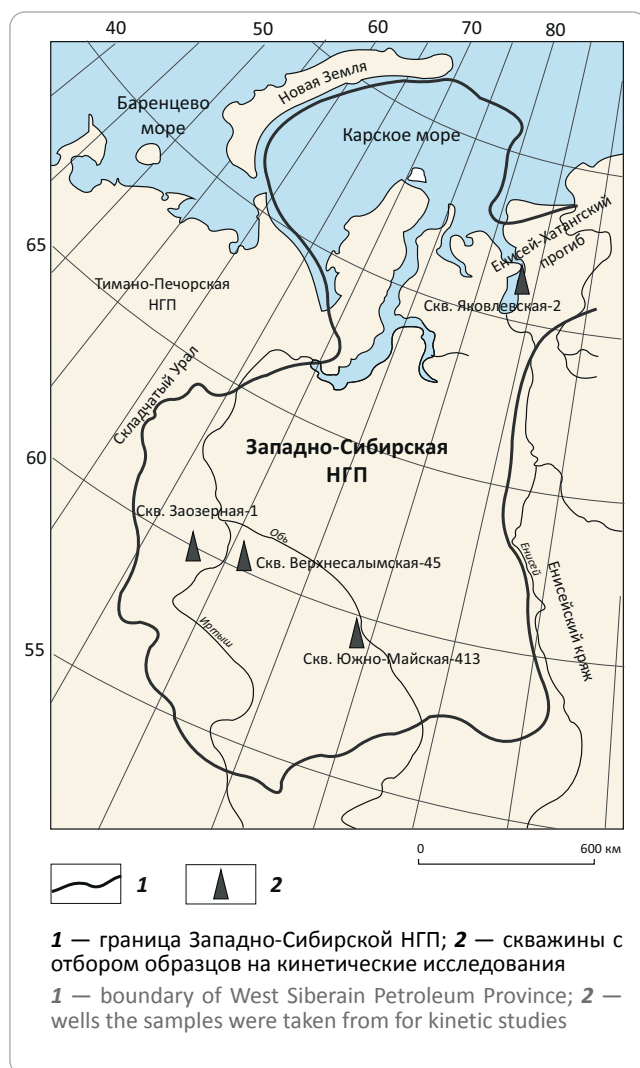
Табл. 1. Результаты исследования образцов, отобранных для кинетических исследований, методом Rock-Eval

Tab. 1. The results of studies of samples selected for kinetic studies using Rock-Eval method

Порядковый номер	Скважина	Свита	Глубина отбора, м	S_1 , мг УВ/г породы	S_2 , мг УВ/г породы	T_{max} , °C	TOC, %	HI, мг УВ/г TOC	PI
1	Южно-Майская-413	J_3-K_1bg	2938,50	5,8	100,3	426	14,4	697	0,05
2	Верхнесалымская-45	J_3-K_1bg	2955,70	4,2	22,4	458	18,9	119	0,16
3	Яковлевская-2	J_3-K_1gl	3094,41	0,5	15,1	431	3,8	397	0,03
4	Заозерная-1	J_2tm	2745,82	8,3	282,8	437	71,0	398	0,03

Рис. 1. Схема расположения объектов исследований

Fig. 1. Location map of the study objects

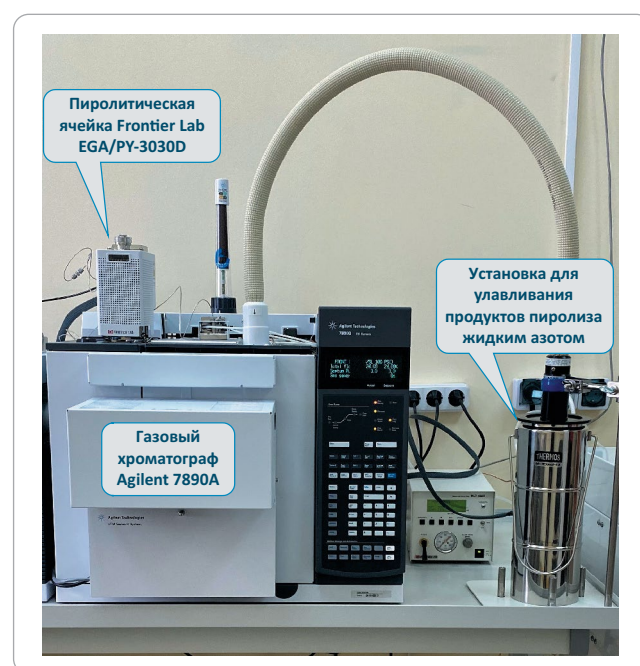


пиролиза, попадая в капиллярную колонку, концентрируются на начальном ее участке, а затем при размораживании в хроматографической колонке происходит полное разделение УВ C_1-C_5 и остальных компонентов. При использовании этого приема ввода продуктов пиролиза достигается высокая эффективность разделения капиллярной колонки.

Подготовленный образец породы взвешивают на микровесах с точностью до 1 мкг. Масса навески составляет 40–50 мг. Затем навеску помещают в стальной тигель и с помощью специального держателя и адаптера опускают в пиролитическую ячейку

Рис. 2. Комплекс оборудования для анализа ОБ в режиме Пиро-ГХ

Fig. 2. Equipment for OM analysis in Pyro-GC mode



ку, установленную на испаритель газового хроматографа.

Температура печи пиролиза — 300–650 °C (с интервалом 25 °C); время нагрева на каждой ступени — 5 мин; время улавливания продуктов пиролиза жидким азотом — 5 мин; температура хладагента (жидкий азот) — –180 °C.

Температурный режим газового хроматографа (ГХ): начальная температура термостата колонок — 35 °C (10 мин); скорость программирования температуры термостата колонок — 5 °C/мин; конечная температура — 300 °C (10 мин); температура испарителя ГХ — 300 °C; температура ПИД — 300 °C.

Полученные данные обрабатываются с помощью программного обеспечения хроматографа Agilent ChemStation. Идентификация пиков на хроматограммах как индивидуальных компонентов, так и определенных групп УВ проводилась с использованием калибровочных смесей. В данной методике измерений для расчета относительного содержания определяемых групп УВ-компонентов применялся метод простой нормализации, при котором сумма площадей пиков всех регистрируемых компонентов принимается за 100 % и относительное содер-

жание любого компонента или группы УВ-пробы рассчитывается по формуле

$$X_i = S_i \times \frac{100}{\sum_{j=1}^n S_j}, \quad (1)$$

где X_i — относительное содержание определяемого компонента или группы УВ, %; S_i — площадь пика определяемого компонента, pA min; $\sum S_j$ — сумма площадей пиков всех n регистрируемых компонентов, содержащихся в пробе, pA min.

Таким образом можно определить соотношение разных групп генерируемых УВ на каждой из термических ступеней пиролиза.

Метод Rock-Eval

Результаты пиролитических исследований образцов пород проведены на анализаторе Rock-Eval 6. Исследование одного образца включает в себя набор из 6 анализов методом Bulk Rock с разными скоростями нагрева на стадии пиролиза — 1, 5, 10, 15, 20, 25 °С/мин. Обработка полученных кривых пиролиза и расчет кинетических характеристик осуществляются в программе Optkin. Для пересчета лабораторных температур пиролиза в энергии активации требуется определить значения частотного фактора (A) путем решения уравнений Аррениуса. Значение константы A для каждого образца получено путем моделирования однокомпонентной кинетики методом Optkin.

Математическое моделирование этого сложного процесса требует упрощения кинетической схемы, в которой точный молекулярный состав продуктов термкрекинга керогена заменен на долю выхода продукта при достижении определенного энергетического порога и описывается дифференциальным уравнением

$$\frac{dX_i}{dt} = A_i X_i e^{-\frac{E_i}{RT}}, \quad (2)$$

где t — время, с; T — абсолютная температура, К; X_i — количество ОВ, участвующего в реакции типа i (разрыв связей типа i), мг УВ/г ТОС; A_i — константа реакции (частотный фактор Аррениуса), с⁻¹; E_i — энергия активации реакции типа i , ккал/моль; R — универсальная газовая постоянная, ккал/(моль · К). Принимается, что вероятность разрыва связей типа i не зависит от числа связей других типов. Общее количество пиролизуемого, т. е. реакционноспособного органического вещества $X_0 = \sum X_i$.

Результаты и обсуждение

Результаты исследований Пиро-ГХ

Анализ хроматограмм УВ, полученных при последовательном ступенчатом пиролизе, показал постепенное увеличение массы генерированных УВ в интервале температур нагрева от 325 до 450–475 °С для всех изученных образцов. В составе продуктов пиролиза доминируют жидкие УВ C_{6+} . Дальнейшее повышение температуры нагрева породы показывает постепенное прекращение процессов генерации УВ, в составе которых начинают преобладать

метан и газы C_2 – C_5 . На рис. 3 приведены типичные хроматограммы продуктов пиролиза незрелого образца баженовской свиты.

Максимальная генерация УВ фиксируется при температуре пиролиза 450 °С (см. рис. 3 А). Общий выход всех генерируемых компонентов к концу этой стадии достигает 54 %. Из них доля УВ C_6 – C_{14} составляет почти половину всех УВ, но также при этой температуре начинает увеличиваться доля генерируемых газов C_2 – C_5 . Содержание тяжелых компонентов C_{15+} практически не меняется по сравнению с предыдущими ступенями нагрева.

При температурах пиролиза 475 и 500 °С возрастает генерация как газов C_2 – C_5 , так и метана. Достаточно высока концентрация легких жидких компонентов и снижена доля высококипящих УВ (см. рис. 3 В, С).

При температуре пиролиза 525 °С фиксируется почти полное прекращение генерации УВ C_6 – C_{14} , а также высококипящих компонентов C_{15+} (см. рис. 3 D). Выход всех генерируемых УВ к этой стадии нагрева достигает 90–95 %. Генерация метана и газов C_2 – C_5 продолжается, но объемы их относительно невелики. При дальнейшем нагреве до конечной температуры пиролиза 650 °С тенденция не меняется — на хроматограммах фиксируются лишь УВ C_1 – C_5 .

Аналогичное распределение наблюдается во всех изученных незрелых образцах (рис. 4). Для образца из скв. Верхнесалымская-45 с уровнем преобразованности генерационного потенциала (TR) 92 %, в керогене которого, видимо, уже стали превалировать ароматические связи, требующие больших энергий для разрыва, максимум генерации смещен в область более высоких температур 475–525 °С.

В целом анализ кривых выхода разных групп УВ-соединений показал, что для всех образцов доля УВ C_6 – C_{14} (легкая нефть) преобладает в общем объеме генерированных продуктов. Максимальная генерация газов C_2 – C_5 и тяжелых УВ C_{15+} наблюдается при температурах пиролиза 450–475 °С. Максимальный выход метана термической деструкции керогена фиксируется при температурах 500–525 °С.

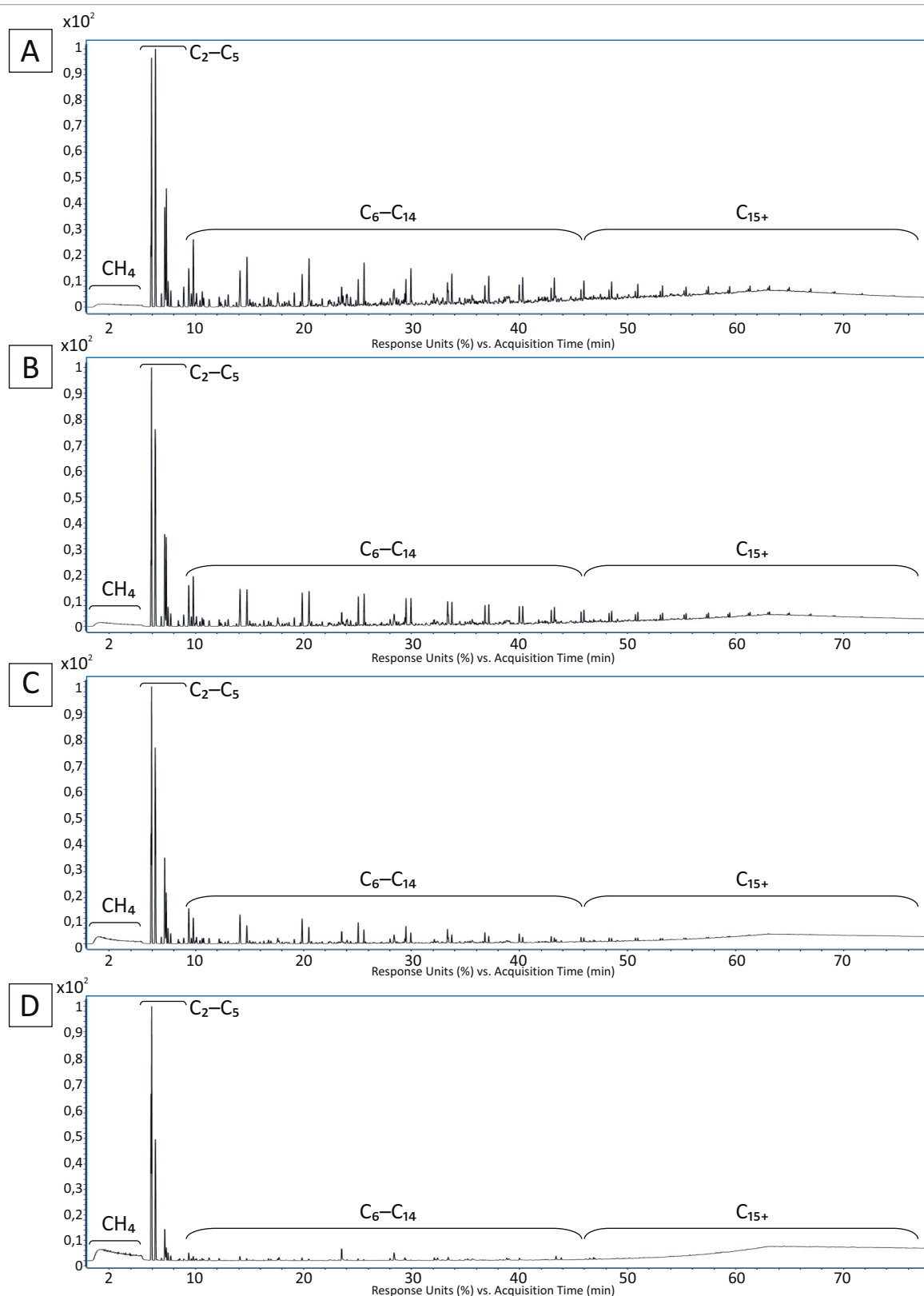
Результаты расчета и построений многокомпонентных кинетических спектров

Величины энергий активации протекающих реакций термического разложения керогена зависят от значения константы Аррениуса, используемой при расчетах. В нашем случае константа Аррениуса получена при моделировании однокомпонентных кинетических спектров. Наиболее оптимальный вариант значения A для каждого образца подбирался так, чтобы разница между экспериментальными и расчетными кривыми пиролиза была минимальна.

Проведенный пересчет лабораторных температур в энергии активации показал различия в ди-

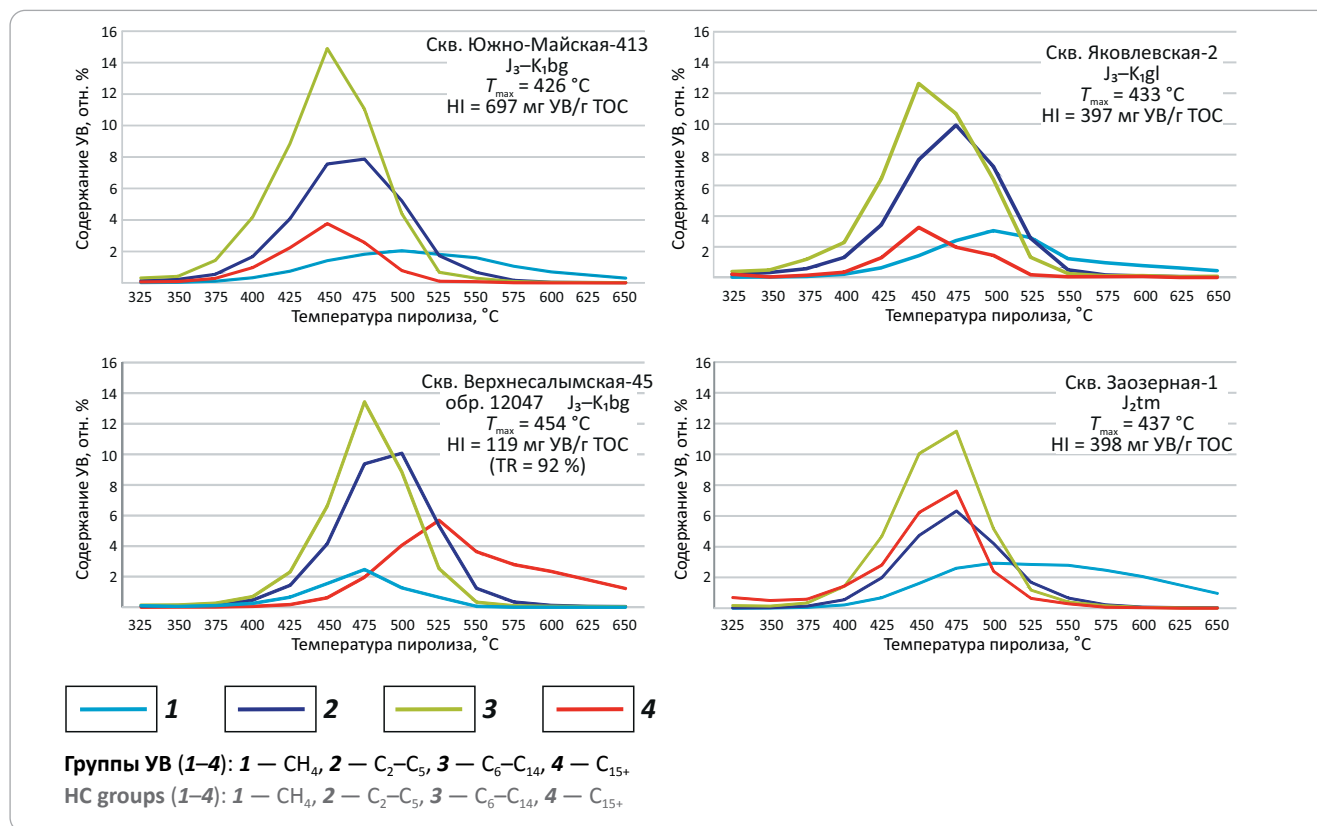
Рис. 3. Хроматограммы УВ-продуктов пиролиза, полученные методом Пиро-ГХ, на примере образца пород баженовской свиты из скв. Южно-Майская-413

Fig. 3. Pyrolysis HC-product chromatograms obtained using Pyro-GC method by the example of the sample from Bazhenov Fm rocks, Yuzhno-Maiskaya-413 well



A — $T = 450^\circ\text{C}$, выход продуктов пиролиза — 54 %, B — $T = 475^\circ\text{C}$, выход продуктов пиролиза — 78 %, C — $T = 500^\circ\text{C}$, выход продуктов пиролиза — 90 %, D — $T = 525^\circ\text{C}$, выход продуктов пиролиза — 92 %

A — $T = 450^\circ\text{C}$, pyrolysis product yield — 54 %, B — $T = 475^\circ\text{C}$, pyrolysis product yield — 78 %, C — $T = 500^\circ\text{C}$, pyrolysis product yield — 90 %, D — $T = 525^\circ\text{C}$, pyrolysis product yield — 92 %

**Рис. 4.** Динамика выхода разных групп УВ в зависимости от температуры пиролиза**Fig. 4.** Dynamics of different HC groups yield as a function of pyrolysis temperature

наاميке генерации УВ, связанные и со степенью катагенетической зрелости ОВ исходного образца, и с особенностями типа ОВ. Энергии активации, соответствующие максимальному выходу продуктов генерации (450–475 °C), отличаются от образца к образцу (табл. 2). Полученные распределения для всех изученных образцов имеют почти симметричную форму с неярко выраженным максимумом (рис. 5).

Кинетические спектры двух образцов баженовской свиты идентичны по форме, но имеют существенные различия по составу генерируемых продуктов и расположению максимума генерации. Для незрелого керогена баженовской свиты (скв. Южно-Майская-413) максимум генерации фиксируется при значениях энергии активации, равных 55–57 ккал/моль. Кинетический спектр более зрелого образца Верхнесалымской площади смещен в область высоких энергий активации, и максимум генерации приходится на 63–65 ккал/моль. В объеме УВ, генерируемых остаточным ОВ, преобладают газообразные УВ C₁–C₅ со значительной долей метана.

Отмечено, что при моделировании зрелого образца баженовской свиты (с остаточным генерационным потенциалом 120 мг УВ/г ТОС) значимые объемы генерации УВ начинаются с энергии активации, равной 59 ккал/моль. Кинетическая модель незрелого образца баженовской свиты (из скв. Южно-Майская-413) показывает, что при достижении энергии активации 59 ккал/моль ее гене-

рационный потенциал также израсходован до 150 мг УВ/г ТОС. На взгляд авторов статьи, такие результаты, полученные независимо для двух образцов с однотипным ОВ, показывают правильность проведенных расчетов.

Преимущественно гумусовое ОВ гольчихинской свиты (скв. Яковлевская-2) характеризуется кинетическим спектром с максимальным выходом генерации УВ при значении энергии активации больше 60 ккал/моль. В составе УВ-продуктов генерации доля газообразных УВ C₁–C₅ составляет около 50 %.

Для угля тюменской свиты (скв. Заозерная-1) максимум приходится на значения энергии активации, равные 55–57 ккал/моль. Соотношение групп генерированных УВ существенно отличается от полученных соотношений для баженовской и гольчихинской свит повышенным содержанием метана и тяжелых УВ C₁₅+. Последние, образуясь преимущественно на ранних стадиях созревания, сорбируются в породе и в дальнейшем подвергаются вторичному крекингу с образованием метана и легких газообразных УВ. В настоящей статье при лабораторном моделировании генерации УВ вторичный крекинг авторы не учитывали.

Судя по полученным данным, процесс генерации УВ, остановленный в эксперименте при 650 °C, не завершен. При дальнейшем нагреве, особенно это касается материнских пород с гумусовым ОВ, генерация метана и легких газов еще продолжит-

Табл. 2. Соотношение температуры пиролиза, энергии активации и состава продуктов пиролиза для проанализированных образцов пород

Tab. 2. Correlation of pyrolysis temperature, activation energy and pyrolysis product composition for the analyzed rock samples

Образец	Температура пиролиза, °С	Энергия активации, ккал/моль	Коэффициент трансформации (TR), %	Доля в общем объеме генерированных продуктов, %	Содержание УВ, отн. %			
					CH ₄	C ₂ – C ₅	C ₆ – C ₁₄	C ₁₅₊
Скв. Южно-Майская-413 2938,50 м J ₃ –K ₁ bg A 14,63E + 13 c ⁻¹	325	46	1,2	0,52	3,03	26,05	59,22	11,69
	350	47	2,9	0,76	4,77	29,08	54,33	11,83
	375	49	7,9	2,36	4,57	23,19	60,20	12,03
	400	51	21,4	7,15	4,59	23,35	58,53	13,53
	425	53	45,0	15,87	4,67	25,63	55,66	14,04
	450	55	72,8	27,63	5,10	27,37	53,89	13,64
	475	57	88,6	23,30	7,83	33,78	47,37	11,01
	500	59	95,3	12,43	16,45	41,98	35,30	6,27
	525	61	97,4	4,33	41,95	39,97	15,70	2,39
	550	63	98,7	2,64	60,46	25,11	11,28	3,16
	575	65	99,3	1,32	79,98	12,32	6,69	1,00
	600	66	99,6	0,79	88,92	6,20	4,17	0,72
	625	68	99,9	0,56	90,61	4,61	4,21	0,57
	650	70	100,0	0,33	90,03	4,77	4,69	0,51
	Итого			100	12,48	29,94	46,63	10,96
Скв. Верхнесалымская-45 2955,70 м J ₃ –K ₁ bg A 90,78E + 14 c ⁻¹	325	50	0,4 *	0,33	2,17	27,11	41,95	28,78
	350	53	0,8 *	0,33	3,22	33,71	44,45	18,62
	375	55	1,4 *	0,58	3,12	31,18	46,90	18,80
	400	57	3,1 *	1,47	3,54	31,60	47,56	17,29
	425	59	8,2 *	4,56	3,71	31,28	50,50	14,51
	450	61	22,4 *	12,94	4,79	32,05	51,16	11,99
	475	63	50,7 *	27,22	7,19	34,41	49,33	9,07
	500	65	74,3 *	24,21	16,69	41,55	36,56	5,20
	525	67	87,3 *	14,17	40,06	37,63	17,76	4,54
	550	69	92,1 *	5,25	69,06	23,62	6,21	1,11
	575	72	95,0 *	3,23	86,45	10,49	2,77	0,29
	600	74	97,2 *	2,53	92,75	5,04	2,02	0,20
	625	76	98,9 *	1,88	94,75	3,02	2,02	0,21
	650	78	100,0 *	1,30	94,13	3,25	2,51	0,11
	Итого			100	24,32	32,98	35,51	7,18
Скв. Яковлевская-2 3094,41 м J ₃ –K ₁ gl A 93,32E + 14 c ⁻¹	325	50	1,2	0,84	3,27	24,71	46,23	25,80
	350	53	2,5	0,89	3,78	36,27	55,52	4,43
	375	55	5,4	1,98	3,72	29,08	59,87	7,34
	400	57	11,2	4,14	5,05	31,53	55,10	8,32
	425	59	26,6	11,78	5,38	29,12	54,60	10,90
	450	61	54,4	24,96	5,67	30,70	50,57	13,05
	475	63	77,2	24,95	9,60	39,75	42,75	7,90
	500	65	91,3	18,12	16,85	39,93	35,31	7,91
	525	67	96,1	6,64	39,00	38,44	19,79	2,76
	550	69	97,5	2,04	60,14	24,74	12,68	2,44
	575	72	97,6	1,30	73,81	12,88	9,17	4,14
	600	74	99,1	1,06	73,05	9,31	11,34	6,30
	625	76	99,6	0,73	85,00	7,55	7,45	0
	650	78	100,0	0,57	78,29	8,14	13,57	0
	Итого			100	14,46	34,08	42,41	9,05



Табл. 2., окончание

Tab. 2., end.

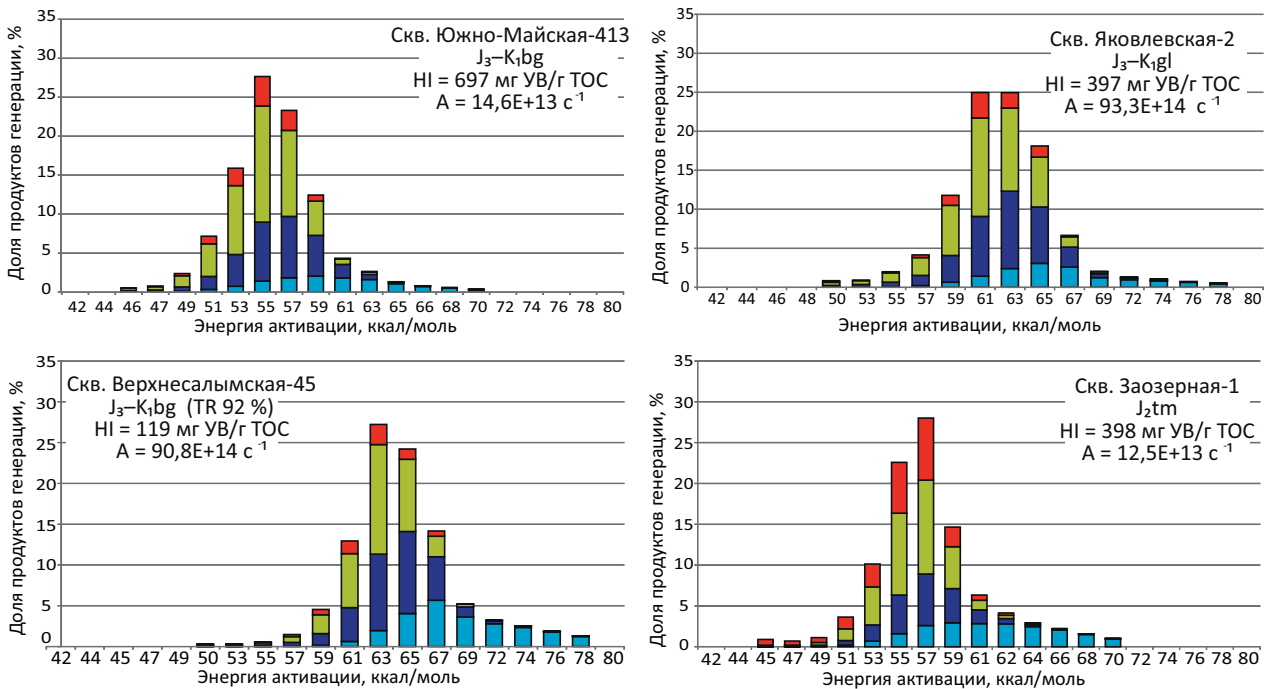
Образец	Температура пиролиза, °C	Энергия активации, ккал/моль	Коэффициент трансформации (TR), %	Доля в общем объеме генерированных продуктов, %	Содержание УВ, отн. %			
					CH ₄	C ₂ – C ₅	C ₆ – C ₁₄	C ₁₅₊
Скв. Заозерная-1 2745,82 м J ₂ tm A 12,5E + 13 c ⁻¹	325	45	1,3	0,84	0,75	2,48	18,72	78.05
	350	47	2,6	0,89	2,14	5,63	20,13	72.10
	375	49	5,6	1,98	4,63	12,39	30,27	52.71
	400	51	11,5	4,14	5,88	15,20	39,32	39.60
	425	53	27,2	11,78	6,79	19,58	46,02	27.61
	450	55	55,2	24,96	7,11	20,94	44,41	27.54
	475	57	77,7	24,95	9,29	22,52	41,02	27.17
	500	59	91,6	18,12	19,96	28,64	35,04	16.37
	525	61	96,2	6,64	44,83	26,51	18,51	10.14
	550	62	97,6	2,04	67,35	15,96	9,75	6.94
	575	64	98,4	1,30	84,42	7,77	5,40	2.42
	600	66	99,1	1,06	92,36	3,66	2,68	1.30
	625	68	99,6	0,73	95,74	2,54	1,43	0.30
	650	70	100,0	0,57	95,38	2,87	1,39	0.36
Итого				100	20,74	20,71	35,25	23,30

*От уровня преобразования образца баженовской свиты из скв. Верхнесалымская-45 (TR = 92 %).

* From the transformation level of the Bazhenov Fm sample from Verkhnesalymskaya-45 well (TR = 92 %).

Рис. 5. Четырехкомпонентные кинетические спектры распределения генерационного потенциала керогена в зависимости от энергии активации

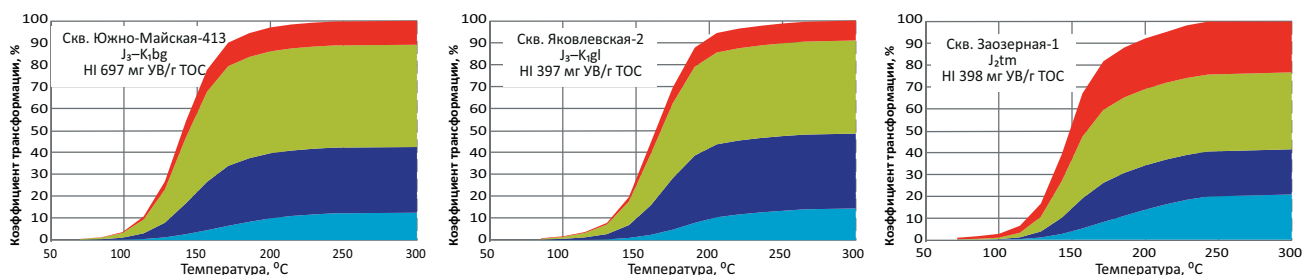
Fig. 5. Four-component kinetic spectra of generation potential distribution as a function of activation energy



Усл. обозначения см. на рис. 4

For Legend see Fig. 4

Рис. 6. Результаты моделирования генерации УВ для разновозрастных материнских отложений Западной Сибири
Fig. 6. Results of HC generation modelling for heterochronous West Siberian source rocks

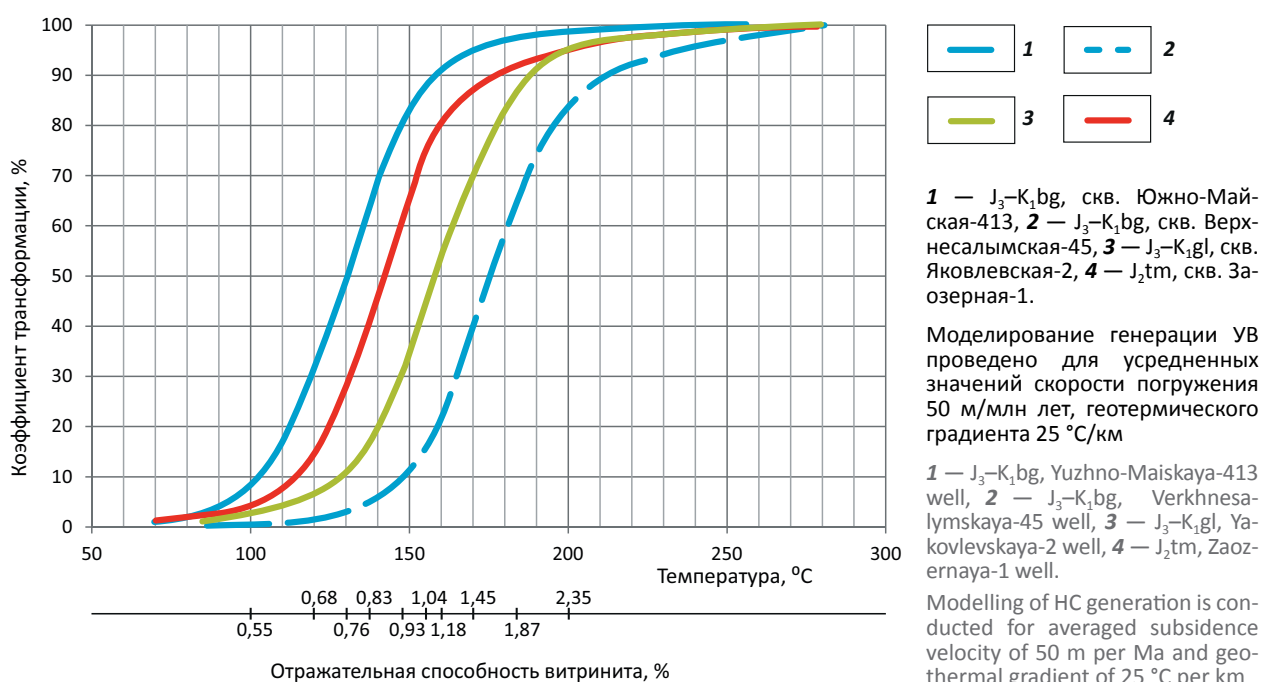


Моделирование генерации УВ проведено для усредненных значений скорости погружения 50 м/млн лет, геотермического градиента 25 °С/км.

Усл. обозначения см. на рис. 4

Modelling of HC generation is conducted for averaged subsidence velocity of 50 m per Ma and geothermal gradient of 25 °C per km.
For Legend see Fig. 4

Рис. 7. Зависимость коэффициента трансформации (TR) ОВ разновозрастных материнских толщ Западной Сибири от температуры вмещающих отложений
Fig. 7. OM transformation ratio (TR) of heterochronous West Siberian source rocks as a function of host formation temperature



1 — J₃-K₁bg, скв. Южно-Майская-413, 2 — J₃-K₁bg, скв. Верхнесалымская-45, 3 — J₃-K₁gl, скв. Яковлевская-2, 4 — J₂tm, скв. Заозерная-1.

Моделирование генерации УВ проведено для усредненных значений скорости погружения 50 м/млн лет, геотермического градиента 25 °С/км

1 — J₃-K₁bg, Yuzhno-Maiskaya-413 well, 2 — J₃-K₁bg, Verkhnesalymskaya-45 well, 3 — J₃-K₁gl, Yakovlevskaya-2 well, 4 — J₂tm, Zaozernaya-1 well.

Modelling of HC generation is conducted for averaged subsidence velocity of 50 m per Ma and geothermal gradient of 25 °C per km

ся, но их доля в общем объеме образовавшихся УВ будет относительно небольшой — 10–15 % общего объема генерации УВ возникает на грациях АК₂–АК₃ [13].

Экстраполяция лабораторных результатов на геологические условия

На основе полученных в лабораторных экспериментах результатов термического преобразования керогена разных нефтегазоматеринских пород проведено моделирование генерации УВ при одинаковых средних геологических условиях погружения отложений: скорость погружения 50 м/млн лет с

постоянным геотермическим градиентом 25 °С/км (рис. 6, 7).

Расчетные данные позволяют отметить, что в отложениях баженовской свиты главная фаза нефтеобразования приурочена к температурному интервалу 90–140 °С, главная фаза газообразования — 140–200 °С. Значительная доля жидких продуктов генерации на ранних этапах деструкции керогена обусловлена достижением энергетического порога реакции распада полимерлипидных молекулярных структур, наиболее распространенных в сапропелевом ОВ [14]. По мере повышения температуры в деструкцию вовлекаются все более и более прочные

циклические структуры керогена, что приводит к образованию жидких, преимущественно ароматических УВ. К концу главной фазы нефтеобразования масштабы генерации жидких и газообразных УВ становятся близкими.

Для материнских отложений гольчихинской свиты максимальное нефте- и газообразование отмечается при более высоких температурах: главная фаза нефтеобразования — 110–190 °С, главная фаза газообразования — 190–250 °С. Присутствие гумусовых компонентов в составе ОВ приводит к обогащению последнего полиароматическими структурами, требующими больших энергий для разрыва химических связей и, соответственно, большего прогрева.

Это относится и к углистому ОВ тюменской свиты, генерация значимых объемов УВ которым фиксируется в интервале температур 115–190 °С. Судя по значительной доле высокомолекулярных УВ в составе продуктов пиролиза данного образца, нефтематеринский потенциал угля не так уж незначителен. Образование более тяжелых УВ-компонентов связано с присутствием в рассматриваемом угле значительного количества мацералов липтиновой группы.

В целом подтверждается, что сапропелевое ОВ баженовской свиты с увеличением глубины погружения (следовательно, повышением температуры) генерирует больше жидких нефтяных УВ и меньше газообразных по сравнению с гумусовым ОВ гольчихинской и тюменской свит.

Заключение

Разработанная методика расчета многокомпонентных кинетических спектров на основе метода Rock-Eval и пиролитической газовой хроматографии позволяет получить один из важнейших элементов моделирования истории нефтегазообразования геологических бассейнов. Кинетические параметры ОВ нефтегазоматеринских толщ влияют

на время начала генерации и напрямую отражают различия в составе и структуре керогенов разных типов. Образцы материнских пород, содержащих кероген разного типа, результаты изучения которых приведены в настоящей статье, подтверждают такие различия. Сапропелевое ОВ баженовской свиты с повышением температуры генерирует больше жидких нефтяных УВ и меньше газообразных по сравнению с гумусовым ОВ гольчихинской и тюменской свит.

С ростом зрелости керогена происходит сдвиг максимума распределения энергий активации в сторону увеличения. Одновременно повышается и значение частотного фактора Аррениуса. Вследствие вовлечения наиболее лабильных компонентов керогена на начальных этапах термической деструкции к концу главной фазы нефтеобразования структура керогена обогащается химическими связями, требующими больших энергий для разрыва.

Положение нефтяного окна зависит от кинетики термического разложения ОВ материнских отложений. При равных прочих геологических условиях (скорость погружения, геотермический градиент) различия в распределении энергий активации и соответствующего частотного фактора значительно влияют на расчет времени начала генерации, ее дальнейшую динамику и состав генерируемых УВ.

Изучение кинетики термической деструкции керогена имеет большое практическое и теоретическое значение, поскольку результаты исследований являются необходимым элементом моделирования истории геологического развития и оценки масштабов генерации УВ нефтегазоматеринских отложений любого осадочного бассейна [15, 5]. К актуальным задачам относится также создание банка данных четырехкомпонентных кинетических спектров основных нефтегазоматеринских толщ осадочных бассейнов.

Литература

1. Туссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. — М.: Мир, 1981. — 501 с.
2. Espitalié J., Ungerer P., Irwin I., Marquis F. Primary cracking of kerogens. Experimenting and modeling C₁, C₂-C₅, C₆-C₁₅ and C₁₅₊ classes of hydrocarbons formed // Organic Geochemistry. — 1988. — Т. 13. — № 4–6. — С. 893–899.
3. Klomp U.C., Wright P.A. A new method for the measurement of kinetic parameters of hydrocarbon generation from source rocks // Organic Geochemistry. — 1990. — Т. 16. — № 1–3. — С. 49–60.
4. Ungerer P. State of the art of research in kinetic modeling of oil formation and expulsion // Organic Geochemistry. — 1990. — Т. 16. — № 1–3. — С. 1–25.
5. Jarvie D.M. Factors affecting Rock-Eval derived kinetic parameters // Chemical Geology. — 1991. — Т. 93. — С. 79–99.
6. Burnham A.K. Global Chemical Kinetics of Fossil Fuels. — Cham: Springer International Publishing, 2017. — 315 с.
7. Астахов С.М. Кинетические спектры реакций преобразования органического вещества нефтегазоматеринских отложений // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2016. — Т. 11. — № 1. — DOI: 10.17353/2070-5379/5_2016.
8. Кашапов Р.С., Обласов Н.В., Гончаров И.В., Самойленко В.В., Гринько А.А., Трушков П.В., Фадеева С.В. Определение кинетических параметров пиролитической деструкции органического вещества нефтегазоматеринских пород // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2019. — Т. 14. — № 1. — DOI: 10.17353/2070-5379/6_2019.
9. Леушина Е.А., Широкова В.В., Козлова Е.В., Поляков В.Б., Калачева Д.Ю., Морозов Н.В., Спасенных М.Ю. Композиционная кинетика деструкции керогена баженовской свиты: анализ влияния степени зрелости органического вещества // Материалы совместного семинара EAGE/SPE 2021. Наука о сланцах: Новые вызовы. — Москва, 2021. — DOI: 10.3997/2214-4609.202151023.

10. Leushina E., Mikhaylova P., Kozlova E., Polyakov V., Morozov N., Spasennykh M. The effect of organic matter maturity on kinetics and product distribution during kerogen thermal decomposition: the Bazhenov Formation case study // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Т. 204. – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108751.
11. Эспиталье Дж., Дроует С., Маркус Ф. Оценка нефтеносности с помощью прибора Rock-Eval с компьютером // *Геология нефти и газа*. – 1994. – № 1.
12. Неручев С.Г., Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием // *Труды XV сессии Международного геологического конгресса. Доклады советских геологов. Горючие ископаемые*. – М.: Наука, 1976. – С. 47–62.
13. Неручев С.Г., Баженова Т.К., Смирнов С.В., Андреева О.А., Климова Л.И. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции. – СПб.: Недра, 2006. – 364 с.
14. Неручев С.Г., Rogozina E.A., Zelichenko I.A. и др. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. – Л.: Недра, 1986. – 247 с.
15. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М.: Научный мир, 2007. – 456 с.

References

1. Tissot B.P., Welte D.H. *Petroleum Formation and Occurrence*. Moscow: Mir; 1981. 501 p.
2. Espitalié J., Ungerer P., Irwin I., Marquis F. Primary cracking of kerogens. Experimenting and modeling C₁, C₂-C₅, C₆-C₁₅ and C₁₅₊ classes of hydrocarbons formed. *Organic Geochemistry*. 1988;13(4–6):893–899.
3. Klomp U.C., Wright P.A. A new method for the measurement of kinetic parameters of hydrocarbon generation from source rocks. *Organic Geochemistry*. 1990;16(1–3):49–60.
4. Ungerer P. State of the art of research in kinetic modeling of oil formation and expulsion. *Organic Geochemistry*. 1990;16(1–3):1–25.
5. Jarvie D.M. Factors affecting Rock-Eval derived kinetic parameters. *Chemical Geology*. 1991;93:79–99.
6. Burnham A.K. *Global Chemical Kinetics of Fossil Fuels*. Cham: Springer International Publishing; 2017. 315 p.
7. Astakhov S.M. Chemical Kinetics of Organic Matter Transformation of Petroleum source Rocks. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2016;11(1). DOI: 10.17353/2070-5379/5_2016. In Russ.
8. Kashapov R.S., Oblasov N.V., Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Grinko A.A., Trushkov P.V., Fadeeva S.V. Determination of Source Rocks Kinetic Parameters Using the Destruction Pyrolysis Method. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2019;14(1). DOI: 10.17353/2070-5379/6_2019. In Russ.
9. Leushina E., Shirokova V., Kozlova E., Polyakov V., Kalacheva D., Morozov N., Spasennykh M. Compositional Kinetics of the Bazhenov Kerogen Thermal Destruction: the Effect of Organic Matter Maturity. *EAGE/SPE Workshop on Shale Science 2021*. Moscow; 2021. DOI: 10.3997/2214-4609.202151023. In Russ.
10. Leushina E., Mikhaylova P., Kozlova E., Polyakov V., Morozov N., Spasennykh M. The effect of organic matter maturity on kinetics and product distribution during kerogen thermal decomposition: the Bazhenov Formation case study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;204. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108751.
11. Espitalié J., Marquis F. Otsenka neftenosnosti s pomoshch'yu pribora Rock-Eval s komp'yuterom [Oil content assessment using the Rock-Eval with a computer]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 1994;(1). In Russ.
12. Neruchev S.G., Vassoevich N.B., Lopatin N.V. O shkale katageneza v svyazi s neftegazooobrazovaniem [On the catagenesis scale in connection with oil and gas formation]. In: *Trudy XV sessii Mezhdunarodnogo geologicheskogo kongressa. Doklady sovetskikh geologov. Goryuchie iskopaemye*. Moscow: Nauka; 1976. pp. 47–62. In Russ.
13. Neruchev S.G., Bazhenova T.K., Smirnov S.V., Andreeva O.A., Klimova L.I. Otsenka potentsial'nykh resursov uglevodorodov na osnove modelirovaniya protsessov ikh generatsii, migratsii i akkumulyatsii [Assessment of potential hydrocarbon resources based on modeling of their generation, migration and accumulation processes]. St. Petersburg: Nedra; 2006. 364 p. In Russ.
14. Neruchev S.G., Rogozina E.A., Zelichenko I.A. et al. Neftegazooobrazovanie v otlozheniyakh domanikovogo tipa [Oil and gas formation in Domanik-type deposits]. Leningrad: Nedra; 1986. 247 p. In Russ.
15. Galushkin Yu.I. Modelirovanie osadochnykh basseinov i otsenka ikh neftegazonosnosti [Modeling of sedimentary basins and assessment of their oil and gas potential]. Moscow: Nauchnyi mir; 2007. 456 p. In Russ.

Информация об авторах

Можегова Светлана Васильевна

Старший научный сотрудник

Научно-аналитический центр Апрелевского отделения
ФГБУ «ВНИГНИ»,

143363 Апрелевка, 1-я ул. Кетрица, д. 1

e-mail: mozhegova@vnigni.ru

ORCID ID: 0009-0003-2235-2752

SCOPUS ID: 56184104800

Information about authors

Svetlana V. Mozhegova

Senior Researcher

Aprelevka Division

of All-Russian Research Geological Oil Institute,

1, 1st ul. Ketritsa, Aprelevka, 143363, Russia

e-mail: mozhegova@vnigni.ru

ORCID ID: 0009-0003-2235-2752

SCOPUS ID: 56184104800

Пайзанская Ирина Лазаревна

Кандидат химических наук,
заведующая лабораторией органической геохимии
Научно-аналитический центр Апрелевского отделения
ФГБУ «ВНИГНИ»,
143363 Апрелевка, 1-я ул. Кетрица, д. 1
e-mail: payzianskaia@vnigni.ru

Герасимов Роман Сергеевич

Научный сотрудник
Научно-аналитический центр Апрелевского отделения
ФГБУ «ВНИГНИ»,
143363 Апрелевка, 1-я ул. Кетрица, д. 1
e-mail: r.gerasimov@vnigni.ru

Алферова Анна Александровна

Инженер 1-й категории
Научно-аналитический центр Апрелевского отделения
ФГБУ «ВНИГНИ»,
143363 Апрелевка, 1-я ул. Кетрица, д. 1
e-mail: a.alferova@vnigni.ru

Кравченко Елизавета Михайловна

Инженер 1-й категории
Научно-аналитический центр Апрелевского отделения
ФГБУ «ВНИГНИ»,
143363 Апрелевка, 1-я ул. Кетрица, д. 1
e-mail: e.kravchenko@vnigni.ru

Irina L. Paizanskaya

Candidate of Chemical Sciences,
Head of the Laboratory of Organic Geochemistry
Aprelevka Division
of All-Russian Research Geological Oil Institute,
1, 1st ul. Ketritsa, Aprelevka, 143363, Russia
e-mail: payzianskaia@vnigni.ru

Roman S. Gerasimov

Researcher
Aprelevka Division
of All-Russian Research Geological Oil Institute,
1, 1st ul. Ketritsa, Aprelevka, 143363, Russia
e-mail: r.gerasimov@vnigni.ru

Anna A. Alferova

1st Category Engineer
Aprelevka Division
of All-Russian Research Geological Oil Institute,
1, 1st ul. Ketritsa, Aprelevka, 143363, Russia
e-mail: a.alferova@vnigni.ru

Elizaveta M. Kravchenko

1st Category Engineer
Aprelevka Division
of All-Russian Research Geological Oil Institute,
1, 1st ul. Ketritsa, Aprelevka, 143363, Russia
e-mail: e.kravchenko@vnigni.ru

УДК 552.578.2.061.32

DOI 10.47148/0016-7894-2024-4-69-78

Распределение органического углерода в породах куонамского комплекса (кембрий Сибирской платформы)

© 2024 г. | Е.С. Ярославцева, Т.М. Парфенова, А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия; yaroslavtsevae@ipgg.sbras.ru, parfenovatm@ipgg.sbras.ru, levi@ipgg.sbras.ru

Поступила 12.01.2024 г.

Доработана 15.01.2024 г.

Принята к печати 28.03.2024 г.

Ключевые слова: органический углерод; куонамский комплекс; кембрий; Сибирская платформа.

Аннотация: Характеристики нефтегазопроизводящих толщ, в первую очередь исходное содержание и распределение в них органического углерода, играют ключевую роль при прогнозе перспектив нефтегазоносности и реконструкции истории формирования скоплений углеводородов. Одной из основных нефтегазопроизводящих толщ Сибирской платформы является куонамская свита нижнего, среднего кембрия и ее возрастные и фациальные аналоги. В статье приведен обзор изученности куонамского комплекса, в том числе с точки зрения содержания и распределения органического углерода в породах этого комплекса. Традиционно данные параметры представляются в виде карт содержаний органического углерода, усредненных по разрезу нефтегазопроизводящей толщи. В случае недостаточного числа прямых замеров современных содержаний органического углерода или высокой степени термической преобразованности отложений возможной альтернативой служит построение набора карт толщин нефтегазопроизводящих толщ с фиксированными диапазонами изменения содержаний органического углерода. В статье описано построение схем толщин обогащенных органическим углеродом пород куонамского комплекса на основе современных палеогеографических реконструкций и теоретических моделей накопления органического углерода в осадках с учетом всей доступной геолого-геофизической информации. Реконструкция содержаний органического углерода в куонамских отложениях выполнена на основе анализа данных прямых замеров (22 разреза обнажений и 11 скважин) и результатов интерпретации радиоактивного каротажа (13 скважин). Построенные схемы толщин куонамского комплекса с содержанием органического углерода более 5 и 10 % на породу и соответствующие им численные сеточные модели могут послужить основой для решения задач реконструкции масштабов и динамики процессов нефтидогенеза, формирования залежей и оценки ресурсов углеводородов в нефтегазовых системах Лено-Тунгусской и Лено-Вилюйской нефтегазоносных провинций.

Для цитирования: Ярославцева Е.С., Парфенова Т.М., Конторович А.Э., Бурштейн Л.М. Распределение органического углерода в породах куонамского комплекса (кембрий Сибирской платформы) // Геология нефти и газа. – 2024. – № 4. – с. 69–78. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-4-69-78.

Финансирование: Работа выполнена в рамках научных тем государственной программы ФНИ FWZZ-2022-0011 и № FWZZ-2022-0012.

Organic carbon distribution in the Kuonamka Formation (Cambrian series of Siberian Platform)

© 2024 | E.S. Yaroslavtseva, T.M. Parfenova, A.E. Kontorovich, L.M. Burshtein

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia; yaroslavtsevae@ipgg.sbras.ru, parfenovatm@ipgg.sbras.ru, levi@ipgg.sbras.ru

Received 12.01.2024

Revised 15.01.2024

Accepted for publication 28.03.2024

Key words: organic carbon; Kuonamka formation; Cambrian; Siberian platform.

Abstract: Source rock characteristics such as Organic Carbon content and distribution play the key role in petroleum potential prediction. One of the main source rocks of Siberian platform is Lower and Middle Cambrian Kuonamka Formation. The paper is a review of geological, geochemical exploration maturity on Kuonamka source rock including organic carbon distribution. Traditionally, these parameters are presented in the form of averaged organic carbon content maps of over the source rock. In case of the lack of analytical data or the high level of organic matter maturity, the alternative is to construct a set of organic-rich deposits thickness maps with fixed ranges of total organic carbon. The aim is to form the organic-rich deposits distribution schemes for Kuonamka formation using all available geological and geophysical information, paleogeography reconstruction as well as common theoretical models of organic matter deposition. The reconstruction was performed based on the analysis of direct measurement data (sections of 22 outcrops and 11 wells) and the results of interpretation of radioactive logging (13 wells). Received schemes and corresponding quantitative models may be used as a basement for hydrocarbon generation volume and dynamics and subsequent estimation of hydrocarbon resources in Lena-Tunguska and Leno-Viluy petroleum regions.

For citation: Yaroslavtseva E.S., Parfenova T.M., Kontorovich A.E., Burshtein L.M. Organic carbon distribution in the Kuonamka formation (Cambrian series of Siberian platform). *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(4):69–78. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-4-69-78. In Russ.

Funding: The work was carried out within the framework of FWZZ-2022-0011 and FWZZ-2022-0012 projects of the Government Program of Scientific Research Foundation.

Введение

При прогнозе перспектив нефтегазоносности и реконструкции истории формирования скоплений УВ существенную роль играет оценка характеристик нефтегазопроизводящих толщ (НГПТ), в том числе содержания и распределения органического углерода в них. Традиционно эти параметры представляются в виде карт распределения по площади усредненного содержания органического углерода ($C_{орг}$) по разрезу НГПТ. Альтернативой служит построение набора карт толщин НГПТ с фиксированными диапазонами $C_{орг}$. Такой подход предпочтителен при отсутствии прямых замеров $C_{орг}$, когда значение этого параметра восстанавливается, в том числе по зависимостям керн–ГИС.

Одной из основных НГПТ Сибирской платформы является куонамская свита нижнего, среднего кембрия и ее возрастные и фациальные аналоги: иниканская, синская, шумнинская и другие свиты, объединенные в куонамский комплекс [1–3]. Систематические геолого-геохимические исследования куонамского комплекса проводятся со второй половины XX в. К настоящему времени накоплен обширный фактический материал по литологии, геохимии, минеральному составу и ОВ пород, предложены и существенно уточнены модели формирования куонамского комплекса ([4–12] и др.).

Первые схемы распределения содержания органического углерода в породах кембрия Сибирской платформы были опубликованы в работах [1, 5]. В них для изученных аналитическими методами разрезов кембрийских отложений приведены средние содержания $C_{орг}$ по выделенным литологическим типам пород и средневзвешенные современные значения $C_{орг}$ на весь разрез куонамской свиты или ее аналогов. По мере уточнения геолого-геофизических и геохимических данных, информации о распространении, строении, особенностях состава и физических свойствах пород куонамского комплекса с учетом палеогеографических построений, исследования закономерностей распределения $C_{орг}$ в куонамских отложениях детализировались и дополнялись [4, 6, 11–16]. В настоящей статье приведены результаты продолжающегося изучения распределения ОВ в кембрийских отложениях.

Построение схемы распределения содержаний органического углерода в породах куонамского комплекса сопряжено с рядом проблем.

Во-первых, куонамская свита и ее аналоги, распространенные на обширной территории запада, севера, востока и юго-востока Сибирской платформы, изучены крайне неравномерно, что существенно затрудняет использование стандартных методов численного картопостроения.

Во-вторых, лабораторные определения $C_{орг}$ отражают современное содержание ОВ в породе, в то время как для реконструкции эволюции НГПТ в ходе развития осадочно-породного бассейна требу-

ются сведения о значениях данного параметра на момент начала катагенеза ОВ [1].

В-третьих, лабораторные определения $C_{орг}$ отражают его содержание лишь в отобранных образцах породы, в то время как для корректного подсчета масштабов генерации УВ необходимо охарактеризовать весь объем обогащенных ОВ пород. С этой точки зрения наиболее адекватной характеристикой НГПТ могут быть схемы распределения толщин пород, в разной степени обогащенных ОВ.

С учетом сказанного выше, целью настоящей статьи было описание построения схем толщин пород куонамского комплекса, обогащенных органическим углеродом, на основе современных палеогеографических реконструкций и теоретических моделей накопления ОВ в осадках и с учетом всей доступной геолого-геофизической информации.

Методический подход и теоретические основы построений

Реконструкция содержаний органического углерода в куонамском комплексе выполнялась на основе анализа данных прямых замеров и результатов интерпретации радиоактивного каротажа.

Для многих обогащенных углеродом формаций, например, для баженовской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, доманиковой толщи Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов установлены связи между содержанием органического углерода, урана и радиоактивностью по гамма-каротажу ([17–20] и др.). Эти работы доказывают существование устойчивой связи между значениями $C_{орг}$ и геофизическими параметрами, отражающими содержание урана. Тем не менее, прямое использование зависимостей, полученных на основе данных по другим высокоуглеродистым формациям, вряд ли обоснованно для оценки содержаний $C_{орг}$ в куонамской формации.

В последние годы в ИНГТ СО РАН выполнен анализ новых данных (коллекции из естественных выходов пород на р. Молодо, керны скважин Ск-10/VI, Ск-5/VII, Ск-10/VII) и обобщение ранее опубликованных материалов (Ф.Г. Гурари и др. [21] — образцы из бассейнов рек Белая, Керби, Синяя, Юдома, Оленек, Кюленке; П.Н. Соболев и др. [22] — керн скв. Усть-Майская-366) по изучению содержания урана в породах куонамского комплекса, вскрытых скважинами и отобранных из разрезов береговых обнажений. Показано, что высокоуглеродистые и углеродистые породы (преимущественно аргиллиты и породы смешанного карбонатно-глинисто-кремнистого состава) обогащены ураном до 0,012–0,014 % [23]. Установлено, что значимые корреляционные связи U и $C_{орг}$ наблюдаются не только в породах из коллекций р. Юдома (коэффициент корреляции $R = 0,83$), рек Оленек и Арга-Сала ($R = 0,58$), что отмечено ранее Ф.Г. Гурари с коллегами, но и для куонамских отложений р. Молодо ($R = 0,74$) и скважин, пробуренных в бассейне р. Кюленке ($R = 0,8$) [21, 23]. Выявлены линейные за-

висимости радиоактивности (γ по гамма-каротажу) от содержания урана ($R=0,81$) и $C_{орг}$ (типа $\gamma = a \cdot C_{орг} + b$, $R = 0,87$) в породах куонамской свиты по материалам скв. Ск-10/VI [23].

На основе приведенных выше данных и зависимостей радиоактивности по гамма-каротажу от содержания $C_{орг}$ в породах куонамского комплекса было принято, что интенсивность излучения от 15 мкР/ч соответствует содержанию $C_{орг}$ более 5 %, 20 мкР/ч — более 10 %.

Во всех доступных обнажениях и разрезах скважин, вскрывших куонамский комплекс, были выделены слои с фиксированным диапазоном содержания $C_{орг}$ (> 5 , > 10 % на породу) и оценены их толщины.

В большинстве изученных авторами статьи разрезов невысокий уровень катагенетической преобразованности ОБ позволяет принимать современное значение $C_{орг}$ равным таковому на начало мезокатагенеза. Для высокопреобразованных толщ западной (Тунгусская синеклиза) и восточной (Лено-Вилуйская гемисинеклиза) частей Сибирской платформы значения $C_{орг}$ восстанавливались с учетом коэффициентов трансформации керогена (K_{tr}) [13, 14]. В зонах с полным отсутствием фактического материала содержания $C_{орг}$ и толщины были получены путем интерполяции.

При построении сеточных моделей толщин пород куонамской свиты и ее аналогов, в разной степени обогащенных $C_{орг}$, учитывались известные закономерности накопления ОБ в осадках [24, 25], в том числе зависимости скорости накопления ОБ от скорости седиментации [1].

Принимая во внимание представленные выше допущения и условность расчетных определений, при построении схем толщин пород куонамского комплекса с разным содержанием $C_{орг}$, экспертные оценки значений $C_{орг}$ учитывались с меньшими весами, чем полученные прямыми геохимическими методами.

В основу представленного в статье построения положены палеогеографические реконструкции СНИИГГиМС и ИНГГ СО РАН на ботомско-амгинский век [10, 26]. В ботомско-амгинское время в северной части Сибирской платформы существовал открытый морской бассейн (Юдомо-Оленекский фациальный регион), с юга отгороженный от соленодной лагуны (Туруханско-Олекминский регион) полосой рифоподобных образований (Анабаро-Синский регион) [26–30]. На основании установленного фациального перехода депрессионного комплекса к бессолевым карбонатным отложениям выделены обширные карбонатные платформы, обрамленные рифовыми постройками: Иркутско-Олекминская, Туруханская, Котуй-Анабарская, Анабаро-Ленская. Выделены синхронные с куонамской свитой одиночные карбонатные тела (Далдыно-Мархинская банка, Мойероканское карбонатное тело) ([30] и др.).

Границы выполненного авторами статьи построения определены границами распространения морского бассейна. Принято, что в направлении одновозрастных с куонамской свитой рифогенных тел и карбонатных платформ толщины обогащенных ОБ пород стремятся к нулю.

Фактический материал

Основой для представленных в статье построенный послужили все доступные авторам статьи данные количественных и качественных определений $C_{орг}$ (литературные данные и материалы ИНГГ СО РАН), а также результаты интерпретации гамма-каротажа (ГК). Схема учтенного фактического материала представлена на рис. 1.

В полевых и лабораторных условиях авторы статьи формировали коллекции образцов куонамского комплекса из обнажений в бассейнах рек Кюленке, Молодо, Оленек, Некекит, Лена, Юдома, Сухариха и керн скважин (5, Серкинский участок, профиль VII; 10, Серкинский участок, профиль VII; 10, Серкинский участок, профиль VI; Хоточу-7; Тит-Эбя-6; Красный ручей-5; Усть-Майская-366), проводили литологические и геохимические исследования. Для других разрезов выполнен анализ опубликованных и фондовых литолого-геохимических материалов и ГИС.

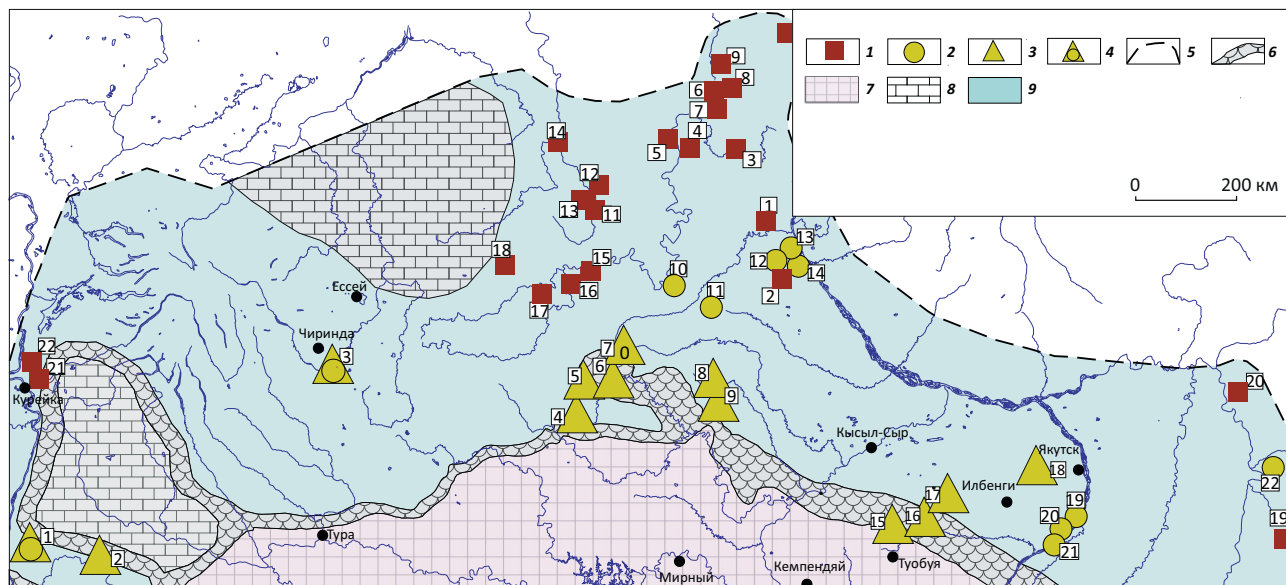
Содержание ОБ в куонамской НППТ неравномерно как по площади распространения отложений, так и по разрезу. По площади распространения куонамского комплекса наивысшие концентрации характерны для разрезов северо-востока и востока Сибирской платформы. Отмечается наращивание толщин рассматриваемых пород в северо-западном и юго-восточном направлениях при снижении содержания $C_{орг}$ ([2, 10] и др.). По разрезу свиты наблюдается переслаивание углеродистых и высокоуглеродистых пород. К первым относятся известняки и черные кремни, в которых $C_{орг}$ составляет менее 5 %, а ко вторым – горючие сланцы, аргиллиты, глинисто-карбонатно-кремнистые породы, в которых содержится более 10 % $C_{орг}$. В наиболее обогащенных прослоях содержание $C_{орг}$ может достигать 30–35 %. Отмечается рост содержания $C_{орг}$ с ростом глинистости [1, 4, 7].

Литология пород и геохимия ОБ куонамской свиты и ее аналогов наиболее детально изучены по материалам из обнажений восточной и северо-восточной частей Сибирской платформы (реки Муна, Кюленке, Молодо, Оленек, Некекит, Чермордоах, Бороулах, Торкукуй, Керсюке, Лена, Малая и Большая Куонамка, Арга-Сала) (см. рис. 1). На этой территории куонамский комплекс вскрыт скважинами: Сохолохская-706 (интервал 2023–2247, с интрузией мощностью около 100 м), Айхальская-703 (интервал 1610–1691 м), Удачнинская-2531 (интервал 1547–1600 м), Быстьхская-1991 (интервал 1174–1298 м), Эйкская-3430, Мархинско-Андоюская-3231, 203, 204, Серкинского участка [9]. В юго-восточной части Сибирской платформы куонамский комплекс



Рис. 1. Карта фактического материала

Fig. 1. Base map



1 — обнажения с определениями C_{org} по аналитическим данным; **скважины с определениями C_{org} (2–4): 2** — по аналитическим данным, **3** — по ГК, **4** — по ГК и аналитическим данным; **5** — границы Сиберской платформы; **элементы сейсмофациального районирования (по Сухову С.С. и др., 2016; Моисееву С.А. и др., 2021) (6–9): 6** — нижне-среднекембрийский рифогенный пояс, **7** — солеродный бассейн, **8** — карбонатные платформы, **9** — область развития куонамского комплекса.

Скважины: 1 — Нижнеимбакская-219, 2 — Моктаконская-4, 3 — Чириндинская-271, 4 — Сохолохская-706, 5 — Айхальская-703, 6 — Удачинская-2531, 7 — Быстьхская-1991, 8 — Эйская-3430, 9 — Мархинско-Андоиская-3231, 10 — 204, 11 — 203, 12 — 5, Серкинский участок, профиль VII, 13 — 10, Серкинский участок, профиль VII, 14 — 10, Серкинский участок, профиль VI, 15 — Кумахская-481, 16 — Северо-Синская-2160, 17 — Баппагайская-1, 18 — Уордахская-1, 19 — Хоточу-7, 20 — Тит-Эбя-6, 21 — Красный ручей-5, 22 — Усть-Майская-366.

Обнажения: 1 — р. Муна, 2 — р. Кюленке, 3 — р. Молодо, 4 — р. Оленек, напротив устья р. Амыдай, 5 — р. Некекит, 6 — р. Чемордоах, 7 — р. Бороулах, 8 — р. Торкукуй, 9 — р. Керсюке, 10 — р. Лена, левый берег, вблизи руч. Бискээбит, 11 — реки Мал. Куонамка, Ухумун, 12 — Малая Куонамка, близ пос. Жидинда, 13 — р. Малая Куонамка, руч. Юлегирь-Юрях, 14 — р. Большая Куонамка, 15 — р. Оленек, 18 км ниже пос. Оленек, 16 — р. Оленек, 5 км выше р. Арга-Сала, 17 — р. Арга-Сала, 18 — руч. Сикит, 19 — р. Юдома, 20 — р. Ханда, 21 — р. Сухариха, 22 — р. Брус, 23 — р. Лена, выше правого притока руч. Махан-Алдьархай, 24 — р. Синяя, 25 — р. Лена, правый берег, 1,5 км по течению от устья руч. Улахан-Туордах, 26 — р. Лена, левый берег, 1,5 км вниз от пос. Тит-Ары

1 — outcrops with TOC determination from analytical data; **wells with TOC determination (2–4): 2** — from analytical data, **3** — using GR logs, **4** — using GR logs and analytical data; **5** — boundaries of Siberian Platform; **elements of seismic facies zoning (according to Sukhov S.S. et al., 2016; Moiseev S.A. et al., 2021) (6–9): 6** — Lower-Middle Cambrian reef belt, **7** — salt basin, **8** — carbonate platforms, **9** — area of Kuonamka sequence occurrence.

Wells: 1 — Nizhneimbakskaya-219, 2 — Mokatonskaya-4, 3 — Chirindinskaya-271, 4 — Sokhsolokhskeya-706, 5 — Aikhal'skaya-703, 6 — Udachinskaya-2531, 7 — Bystykhskaya-1991, 8 — Eiskaya-3430, 9 — Markhinsko-Andoiskaya-3231, 10 — 204, 11 — 203, 12 — 5, Serkinsky site, VII Line, 13 — 10, Serkinsky site, VII Line, 14 — 10, Serkinsky site, VI Line, 15 — Kumakhskaya-481, 16 — Severo-Sinskaya-2160, 17 — Bappagaikaya-1, 18 — Uordakhskaya-1, 19 — Khotochu-7, 20 — Tit-Ebya-6, 21 — Krasnyi Ruchei-5, 22 — Ust'-Maiskaya-366.

Outcrops: 1 — Muna River, 2 — Kyulenke River, 3 — Molodo River, 4 — Olenyok River, opposite Amydai River mouth, 5 — Nekekit River, 6 — Chemordoakh River, 7 — Boroulakh River, 8 — Torkukui River, 9 — Kersyuke River, 10 — Lena River, left bench, near Bieseebit Spring, 11 — Mal. Kuonamka, Ukhmun rivers, 12 — Malaya Kuonamka, near Zhidinda village, 13 — Malaya Kuonamka River, Yulegir'-Yuryakh Spring, 14 — Bolshaya Kuonamka River, 15 — Olenek River, 18 km downstream from Olenek village, 16 — Olenek River, 5 km upstream from Arga-Sala River, 17 — Arga-Sala River, 18 — Sikit Stream, 19 — Yudoma River, 20 — Khanda River, 21 — Sukharikha River, 22 — Brus River, 23 — Lena River, upstream from right-bank tributary Makhan-Ald'yarkhai Spring, 24 — Sinyaya River, 25 — Lena River, right bench, 1.5 km downstream from Ulahan-Tuordakh Spring mouth, 26 — Lena River, left bench, 1.5 km downstream from Tit-Ary village

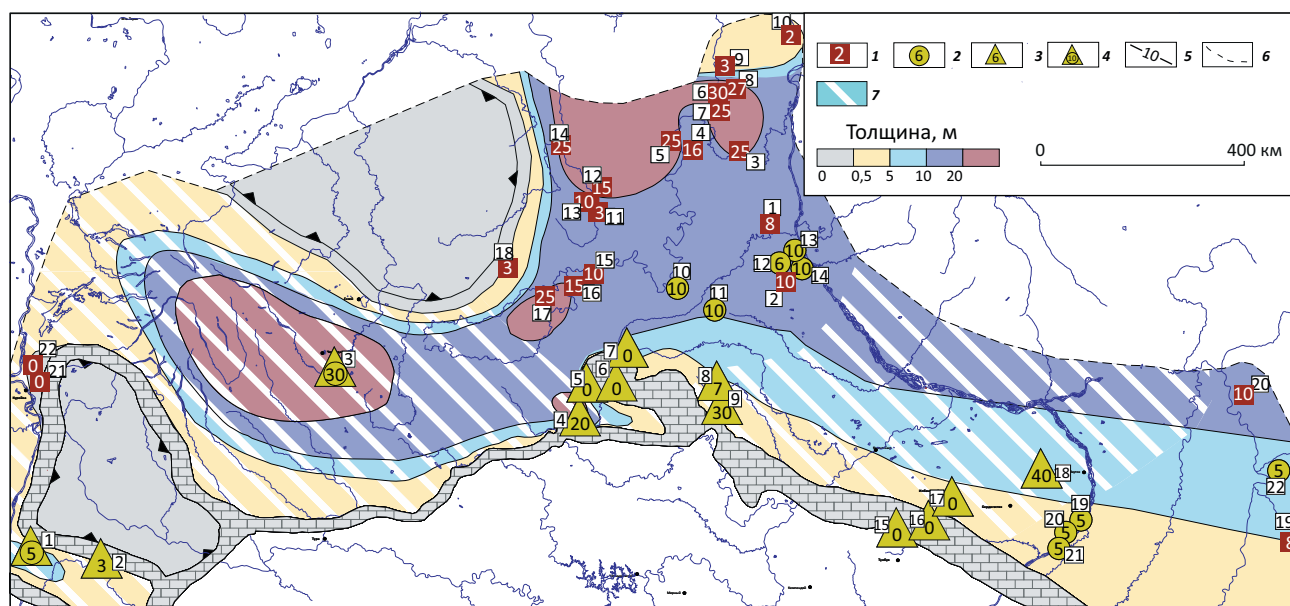
представлен в обнажениях по рекам Юдома, Ханда и вскрыт скважинами Уордахская-1, Баппагайская-1, Северо-Синская-2160, Кумахская-481, Усть-Майская-366, Хоточу-7, Тит-Эбя-6, Красный ручей-5.

В северо-западной части Сиберской платформы куонамский комплекс, представленный шумнинской свитой, вскрыт скважинами Гремякинская-13, Южно-Пясинская-3, а также установлен

в обнажениях по рекам Сухариха и Брус. Южнее, в Бахтинском районе, в разрезе скв. Нижнеимбакская-219 (интервал 2250–2360 м) отмечены глинистые известняки ранне-среднекембрийского возраста, обогащенные ОБ [15, 28].

К юго-западу, за пределами Сиберской платформы, в Предъенисейском бассейне известна пайдугинская свита кембрия, обогащенная ОБ, ко-

Рис. 2. Схематическая карта толщин пород куонамского горизонта с содержанием $C_{орг}$ более 5 % на начало мезокатагенеза
Fig. 2. Schematic thickness map of Kuonamka Horizon with TOC content exceeding 5% at mesocatagenesis beginning



1 — обнажения куонамской свиты и ее аналогов, толщины пород с $C_{орг}$ более 5 %; **скважины с определениями $C_{орг}$ и толщинами пород (2–4):** **2** — по аналитическим данным, **3** — по ГК, **4** — по ГК и аналитическим данным; **5** — изопахиты; **6** — условная граница построения; **7** — область построений с использованием данных ГИС и интерполяции.

Обнажения: 1 — р. Муна, 2 — р. Куленке, 3 — р. Молодо, 4 — р. Оленек, напротив устья р. Амыдай, 5 — р. Некекит, 6 — р. Чемордоак, 7 — р. Бороулах, 8 — р. Торкукуй, 9 — р. Керсюке, 10 — р. Лена, левый берег, вблизи руч. Бискээбит, 11 — р. Малая Куонамка, р. Ухумун, 12 — Малая Куонамка, близ пос. Жидинда, 13 — р. Малая Куонамка, руч. Юлегирь-Юрях, 14 — р. Большая Куонамка, 15 — р. Оленек, 18 км ниже пос. Оленек, 16 — р. Оленек, 5 км выше р. Арга-Сала, 17 — р. Арга-Сала, 18 — руч. Сикит, 19 — р. Юдома, 20 — р. Ханда, 21 — р. Сухариха, 22 — р. Брус, 23 — р. Лена, выше правого притока руч. Махан-Алдьархай, 24 — р. Синяя, 25 — р. Лена, правый берег, 1,5 км по течению от устья руч. Улахан-Туордах, 26 — р. Лена, левый берег, 1,5 км вниз от п. Тит-Ары.

Остальные усл. обозначения и названия скважин см. на рис. 1

1 — outcrops of Kuonamka Fm and its analogues, thickness of rocks with TOC content exceeding 5%; **wells with TOC content and rock thickness (2–4):** **2** — according to analytical data, **3** — according to GR logs, **4** — according to GR logs and analytical data; **5** — isopach; **6** — conditional boundary of mapping; **7** — area of mapping using well logging data and interpolation.

Outcrops: 1 — Muna River, 2 — Kyulenke River, 3 — Molodo River, 4 — Olenyok River, opposite Amydai River mouth, 5 — Nekekit River, 6 — Chemordoakh River, 7 — Boroulakh River, 8 — Torkukui River, 9 — Kersyuke River, 10 — Lena River, left bench, near Bieseebit Spring, 11 — Mal. Kuonamka, Ukhmun rivers, 12 — Malaya Kuonamka, near Zhidinda village, 13 — Malaya Kuonamka River, Yulegir'-Yuryakh Spring, 14 — Bolshaya Kuonamka River, 15 — Olenek River, 18 km downstream from Olenek village, 16 — Olenek River, 5 km upstream from Arga-Sala River, 17 — Arga-Sala River, 18 — Sikit Stream, 19 — Yudoma River, 20 — Khanda River, 21 — Sukharikha River, 22 — Brus River, 23 — Lena River, upstream from right-bank tributary Makhani-Ald'yarkhai Spring, 24 — Sinyaya River, 25 — Lena River, right bench, 1.5 km downstream from Ulakhan-Tuordakh Spring mouth, 26 — Lena River, left bench, 1.5 km downstream from Tit-Ary village.

See also legend and names of tectonic regions in Fig. 1

торая генетически связана с условиями открытого шельфа и также рассматривается как аналог куонамской НГПТ [31]. В центральной части Тунгусской синеклизы куонамский комплекс погружен на значительные глубины. На этой территории в интервале 4364–4466 м куонамский комплекс вскрыт скв. Чириндинская-271 (с интрузией в теле куонамской свиты) [32]. Кроме того, в пределах Тунгусской синеклизы границы куонамского комплекса являются реперными сейсмическими горизонтами [29, 30].

По степени катагенетической преобразованности большинство изученных разрезов северо-востока и востока исследуемой территории находится на стадии мезокатагенеза. Глубокопогруженные отложения куонамского комплекса в пределах Тунгус-

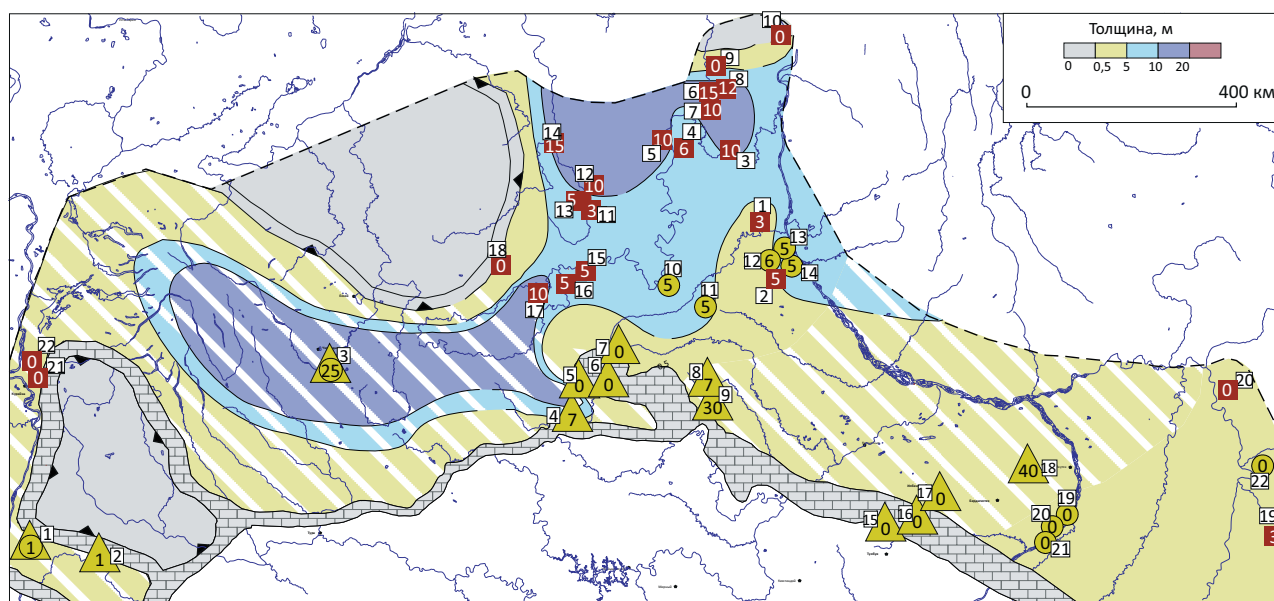
ской синеклизы и смежных территорий преобразованы до стадии АК.

Данные гамма-каротажа были изучены по скважинам, вскрывающим куонамскую свиту (Чириндинская-271, Нижнеимбакская-219, Сохсолохская-706), а также по скважинам, расположенным на нижне-среднекембрийском уровне в зоне перехода между депрессионным комплексом и солевым разрезом (Айхальская-703, Удачнинская-2531, Быстьхская-1991, Эйкская-3430, Мархинско-Андо-йская-3231, Кумакская-481, Северо-Синская-2160, Баппагайская-1, Уордахская-1).

В разрезе скв. Чириндинская-271 в пределах глубин 4364–4366 м интенсивность излучения пре-



Рис. 3. Схематическая карта толщин пород куонамского горизонта с содержанием $C_{орг}$ более 10 % на начало мезокатагенеза
Fig. 3. Schematic thickness map of Kuonamka Horizon with TOC content exceeding 10 % at mesocatagenesis beginning



Усл. обозначения см. на рис. 1, 2
 See Legend in Fig. 1, 2

вышает 20 мкР/ч в интервалах суммарной мощностью 25 м, в разрезе скв. Сохолохская-706 в интервале 2023–2247 м — 7 м. Интенсивность излучения более 15 мкР/ч в соответствующей части разреза в скв. Чириндинская-271 характерна для пород суммарной мощностью до 30 м, в разрезе скв. Сохолохская-706 — до 20 м, в разрезе скв. Нижнеимбакская-219 в составе глинисто-известняковой толщи — 5 м (интервал 2250–2360 м [15]).

Результаты

На основе фактического материала и методических подходов, представленных выше, были построены схемы толщин куонамского комплекса с различным содержанием $C_{орг}$.

На схеме распределения толщин пород куонамского комплекса с содержанием $C_{орг}$ более 5 % (рис. 2) отмечается обширное поле с толщинами обогащенных ОВ пород более 20 м в северо-восточной части Сибирской платформы — в междуречье Большой Куонамки и Молодо. По р. Оленек, в районе р. Арга-Сала, также распространены породы куонамской свиты с толщинами углеродистых пород до 25 м (см. рис. 1). По результатам анализа гамма-каротажа по скважинам Чириндинская-271 и Сохолохская-706 мощности пород куонамской свиты с содержанием $C_{орг}$ более 5 % предположительно достигают 30 и 20 м соответственно.

Область распространения обогащенных пород мощностью более 10 м протягивается от центральной части Тунгусской синеклизы на восток и включает в себя восточную часть Сибирской платформы. В северо-восточном и юго-восточном на-

правлениях происходит сокращение толщин пород, обогащенных ОВ. По результатам анализа данных гамма-каротажа по скв. Нижнеимбакская-219, поле распространения толщин пород куонамского горизонта с содержанием $C_{орг}$ более 5 %, превышающих 5 м, включает и часть Бахтинского района. В направлении рифового барьера и карбонатных платформ мощности углеродистых пород сокращаются.

На схеме распределения толщин пород куонамского горизонта с содержанием $C_{орг}$ более 10 % (рис. 3) характер распределения толщин имеет очевидные сходства с предыдущей схемой, но при некотором сокращении площади распространения высокоуглеродистых пород. Наибольшие значения характерны для районов рек Малая и Большая Куонамка, Молодо, а также центральной части Тунгусской синеклизы. По результатам анализа гамма-каротажа в районе скв. Чириндинская-271 мощности обогащенных пород куонамского горизонта предполагаются до 25 м.

Заключение

Построенные схемы толщин куонамского комплекса с различным содержанием $C_{орг}$ и соответствующие им сеточные модели, несомненно, будут уточняться по мере накопления нового фактического материала. Но и в существующем виде они могут послужить основой для решения задач реконструкции масштабов динамики процессов нефтидогенеза, формирования залежей и оценки ресурсов УВ в нефтегазовых системах Лено-Тунгусской и Лено-Вилуйской нефтегазоносных провинций.

Литература

1. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности // Тр. СНИИГГиМС. – М. : Недра, 1976. – Вып. 229. – 250 с.
2. Бахтуров С.Ф., Евтушенко В.М., Переладов В.С. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. – Новосибирск: Наука, 1988. – 160 с.
3. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М. : Недра, 1981. – 552 с.
4. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Лебедев В.С., Можегова С.В., Ларкин В.Н., Назарова Е.С., Нечитайло Г.С., Грайзер Э.М., Киселев С.М., Киселева Ю.А., Горюнова Е.А., Борисова Л.Б. Нефтематеринские формации нефти и газа докембрия и нижнего – среднего кембрия Сибирской платформы / Под ред. А.И. Варламова, А.П. Афанасенкова. – М. : Из-во ВНИГНИ, 2014. – 128 с.
5. Геохимия нефтегазоносных толщ кембрия Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича // Тр. СНИИГГиМС. – Вып. 139. – 1972. – 111 с.
6. Конторович А.Э., Евтушенко В.М., Ивлев Н.Ф., Ларичев А.И. Закономерности накопления органического вещества на территории Сибирской платформы в докембрии и кембрии // Литология и геохимия нефтегазоносных толщ Сибирской платформы : сб. науч. тр. – М. : Наука, 1981. – с. 19–42.
7. Парфенова Т.М., Бахтуров С.Ф., Шабанов Ю.Я. Органическая геохимия нефтепроизводящих пород куонамской свиты кембрия (восток Сибирской платформы) // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 911–923.
8. Парфенова Т.М., Конторович А.Э., Борисова Л.С., Меленевский В.Н. Кероген куонамской свиты кембрия (северо-восток Сибирской платформы) // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 3. – С. 353–363.
9. Сухов С.С., Фомин А.М., Моисеев С.А. Палеогеография как инструмент реконструкции кембрийского рифообразования на востоке Северо-Тунгусской нефтегазоносной области: от истории исследований к перспективам [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 3. – Режим доступа: <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/files/publications/ibc/ngtp-2018-13-3-4.pdf?action=download> (дата обращения 20.12.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/28_2018.
10. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы : в 2 т. Т. 1. Стратиграфия / Под ред. Ю.Я. Шабанова. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2016. – 485 с.
11. Варламов А.И., Мельников П.Н., Ефимов А.С., Кригин В.А., Мизурский Ф.А., Пороскун В.И., Кравченко М.Н., Смирнов М.Ю., Ухлова Г.Д., Гогоненков Г.Н., Парасына В.С., Виценовский М.Ю., Комлев Д.А. Методология, результаты работ и перспективы открытия месторождений нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2023. – № 4. – С. 21–67. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-21-67.
12. Старосельцев В.С., Ефимов А.С., Соболев П.Н. Углеводородное сырье битуминозных пород Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2013. – № 5. – С. 73–80.
13. Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Конторович А.А., Кригин В.А., Ларичев А.И., Году Л., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Фрадкин Г.С., Хоменко А.В. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидоаккумуляции на Северо-Азиатском кратоне // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 11. – С. 1676–1693.
14. Ярославцева Е.С., Бурштейн Л.М. Моделирование истории генерации углеводородов в куонамской свите Курейской синеклизы [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17. – № 4. – http://www.ngtp.ru/rub/2022/38_2022.html (дата обращения 20.12.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/38_2022.
15. Соболев П.Н., Сухоручко В.И., Анциферова О.А. Аналоги доманикоидных отложений куонамской свиты на западе Сибирской платформы // Успехи органической геохимии : мат-лы Всероссийской науч. конф-ии (Новосибирск, 11–15 октября 2010 г.) – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2010. – С. 315–319.
16. Масленников М.А., Сухов С.С., Соболев П.Н., Наумова Е.Г., Процко А.Н., Ракитина И.В., Константинова О.Л. Перспективы нефтегазоносности кембрийских барьерных рифовых систем Сибирской платформы в свете новых геолого-геофизических данных // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 29–50. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-29-50.
17. Конторович А.Э., Пономарева Е.В., Бурштейн Л.М., Глинских В.Н., Ким Н.С., Костырева Е.А., Павлова М.А., Родченко А.П., Ян П.А. Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 3. – С. 357–371. DOI: 10.15372/GIG20180307.
18. Плуман И.И. Ураноносность черных аргиллитов волжского яруса Западно-Сибирской плиты как критерий геохимических условий осадконакопления // Геохимия. – 1971. – Т. 9. – С. 1138–1143.
19. Парфенова Т.М., Меленевский В.Н., Занин Ю.Н. О возможности использования гамма-каротажа для количественного определения органического углерода в баженовской свите // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1999. – № 11. – С. 29–34.
20. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швеи-Тэнэ-Гурий А.Г. Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 51–65.
21. Гурари Ф.Г., Гавшин В.М., Матвиенко Н.И., Переладов В.С., Бобров В.А., Смертина Л.Н., Шестель С.Т. Геохимия микроэлементов в морских планктоногенных отложениях нижнего – среднего кембрия Сибирской платформы // Ассоциация микроэлементов с органическим веществом в осадочных толщах Сибири : сб. науч. тр. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 1984. – С. 41–69.
22. Соболев П.Н., Попова М.В., Прокудин С.Г. Доманикоидные отложения иинканской свиты нижнего – среднего кембрия в скважине Усть-Майская-366 (юго-восток Сибирской платформы) // Черные сланцы. Геология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья : мат-лы Всероссийской научн.-практ. конф-ции. – Якутск, 2015. – С. 81–84.
23. Коровников И.В., Варахина И. В., Конторович А.Э., Парфенова Т.М. Биостратиграфия. Литология и геохимия пород нижнего и среднего кембрия в бассейне реки Куленке (первые результаты исследования ядра скважин // Геология и геофизика. – 2024. – Т. 65. – № 1. – С. 151–163. DOI: 10.15372/GIG2023153.

24. Романкевич Е.А., Ветров А.А., Пересыпкин В.И. Органическое вещество Мирового океана // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 401–411.
25. Страхов Н.М. Типы литогенеза и их эволюция в истории Земли. – М. : Госгеолтехиздат, 1963. – 530 с.
26. Моисеев С.А., Фомин А.М., Губин И.А. Особенности формирования ниже-среднекембрийских отложений в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности на территории Северо-Тунгусской НГО // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2021. – Т. 2. – № 1. – С. 130–136. DOI: 10.33764/2618-981X-2021-2-1-130-136.
27. Асташкин В.А., Варламов А.И., Губина Н.К., Еханин А.Е., Переладов В.С., Роменко В.И., Сухов С.С., Умперович Н.В., Федоров А.Б., Федянин А.П., Хобня Е.И., Шишкин Б.Б. Геология и перспективы нефтегазоносности рифовых систем кембрия Сибирской платформы. – М. : Недра, 1984. – 181 с.
28. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2018. – 177 с.
29. Филиппов Ю.А., Мельников Н.В., Ефимов А.С., Вальчак В.И., Горюнов Н.А., Евграфов А.А., Смирнов Е.В., Щербаков В.А., Култышев В.Ю. Нижне-среднекембрийский рифогенный барьер на севере Сибирской платформы — объект первоочередных нефтегазопроисловых работ // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2. – С. 25–35.
30. Губин И.А., Конторович А.Э., Моисеев С.А., Фомин А.М., Ярославцева Е.С. Выделение очагов генерации углеводородов в куонамской свите в Северо-Тунгусской НГО с использованием сейсмических данных // Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология. Интерэкспо ГЕО-Сибирь : мат-лы XIV Международного научного конгресса (Новосибирск, 23–27 апреля 2018 г.). – Новосибирск, 2018. – С. 47–55. DOI 10.18303/2618-981X-2018-2-47-55.
31. Конторович А.Э., Костырева Е.А. Нафтиды кембрия Предъенисейской субпровинции // Геология нефти и газа – 2011. – № 5. – С. 73–77.
32. Дивина Т.А., Егорова Л.И., Сплихов А.А., Старосельев В.С., Белобородова Г.В. Новые материалы по стратиграфии докембрия и кембрия северо-востока Тунгусской синеклизы // Геология и геофизика. – 1996. – № 7. – С. 23–33.

References

1. Kontorovich A.E. Quantitative prediction of oil and gas potential: geochemical methods. SNIIGGiMS proceedings. Moscow: Nedra; 1976. Issue 229. 250 p. In Russ.
2. Bakhturov S.F., Evtushenko V.M., Pereladov V.S. Kuonamskaya bituminoznaya karbonatno-slantsevaya formatsiya [Kuonama bituminous carbonate shale formation]. Novosibirsk: Nauka; 1988. 160 p. In Russ.
3. Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P. et al. Geologiya nefiti i gaza Sibirskoi platformy [Oil and gas geology of the Siberian Platform]. In: A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, eds. Moscow: Nedra; 1981. 552 p. In Russ.
4. Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zhiglova T.P., Lebedev V.S., Mozhegova S.V., Larkin V.N., Nazarova E.S., Nechitailo G.S., Graizer E.M., Kiselev S.M., Kiseleva Yu.A., Goryunova E.A., Borisova L.B. Neftematerinskie formatsii, nefiti i gazy dokembriya i nizhnego – srednego kembriya Sibirskoi platformy [Oil and gas source formations of the Precambrian and Lower - Middle Cambrian of the Siberian Platform]. In: A.I. Varlamov, A.P. Afanasev, eds. Moscow: Iz-vo VNIGNI; 2014. 128 p. In Russ.
5. Geokhimiya neftegazonosnykh tolshch kembriya Sibirskoi platformy [Geochemistry of Cambrian oil and gas bearing strata of the Siberian platform]. Tr. SNIIGGiMS. V. 139. 1972. 111 p. In Russ.
6. Kontorovich A.E., Evtushenko V.M., Ivlev N.F., Larichev A.I. Zakonomernosti nakopleniya organicheskogo veshchestva na territorii Sibirskoi platformy v dokembrii i kembrii [Patterns of organic matter accumulation on the territory of the Siberian Platform in the Precambrian and Cambrian]. Litologiya i geokhimiya neftegazonosnykh tolshch Sibirskoi platformy: sb. nauch. tr. Moscow: Nauka; 1981. pp.19–42. In Russ.
7. Parfenova T.M., Bakhturov S.F., Shabanov Yu.Ya. Organic geochemistry of oil-producing rocks of the Cambrian Kuonama formation (eastern Siberian Platform). *Geologiya i geofizika*. 2004;45(7):911–923. In Russ.
8. Parfenova T.M., Kontorovich A.E., Borisova L.S., Melenevskii V.N. Kerogen from the Cambrian deposits of the Kuonamka Formation (northeastern Siberian Platform). *Russian Geology and Geophysics*. 2010;51(3):353–363. DOI: 10.1016/j.rgg.2010.02.004.
9. Sukhov S.S., Fomin A.M., Moiseev S.A. Paleogeografiya kak instrument rekonstruktsii kembriiskogo rifoobrazovaniya na vostoке Severo-Tungusskoi neftegazonosnoi oblasti: ot istorii issledovaniy k perspektivam [Paleogeography as a tool for reconstruction of Cambrian reef formation in the east of North Tungusky oil and gas bearing area: from exploration history to potential]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2018;13(3). Available at: <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/files/publications/ibc/ngtp-2018-13-3-4.pdf?action=download> (accessed: 20.12.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/28_2018. In Russ.
10. *Stratigrafiya neftegazonosnykh basseinov Sibiri. Kembrii Sibirskoi platformy*. V. 1. Stratigrafiya [Stratigraphy of the Siberian oil and gas bearing basins. Siberian Platform: Cambrian. VOL. 1. Stratigraphy]. In: Yu.Ya. Shabanov, ed. Novosibirsk: INGG SO RAN; 2016. 485 p. In Russ.
11. Varlamov A.I., Mel'nikov P.N., Efimov A.S., Krinin V.A., Migurskii F.A., Poroskun V.I., Kravchenko M.N., Smirnov M.Yu., Ukhlova G.D., Gogonenkov G.N., Parasyna V.S., Vitsenovskii M.Yu., Komlev D.A. Methodology, working results and potential for oil and gas fields discovery in Lena-Tungusky Petroleum Province. *Geologiya nefiti i gaza*. 2023;(4):21–67. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-21-67. In Russ.
12. Starosel'tsev V.S., Efimov A.S., Sobolev P.N. Hydrocarbons of bituminous rocks of the siberian platform. *Geologiya nefiti i gaza*. 2013;(5):73–80. In Russ.
13. Kontorovich A.E., Bakhturov S.F., Basharin A.K., Belyaev S.Yu., Burshtein L.M., Kontorovich A.A., Krinin V.A., Larichev A.I., Goudou L., Melenevskii V.N., Timoshina I.D., Fradkin G.S., Khomenko A.V. Heterochronous centers of naphthide formation and accumulation in the North-Asian Craton. *Geologiya i geofizika*. 1999;40(11):1676–1693. In Russ.
14. Yaroslavtseva E.S., Burshteyn L.M. Modelirovaniye istorii generatsii uglevodorodov v kuonamskoy svite Kureyskoy sineklizy [Modeling of hydrocarbon generation history in Kuonamka Formation of Kureyka syncline]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2022;17(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2022/38_2022.html (accessed on 20.12.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/38_2022. In Russ.

15. Sobolev P.N., Sukhoruchko V.I., Antsiferova O.A. Analogi domanikoidnykh otlozhenii kuonamskoi svity na zapade Sibirskoi Platformy [Analogues of Domanikoid deposits of the Kuonam Formation in the west of the Siberian Platform]. In: Uspekhi organicheskoi geokhimii : mat-ly Vserossiiskoi nauch. konf-ii (Novosibirsk, 11–15 October 2010). Novosibirsk: INGG SO RAN; 2010. pp. 315–319. In Russ.
16. Maslennikov M.A., Sukhov S.S., Sobolev P.N., Naumova E.G., Protsko A.N., Rakitina I.V., Konstantinova O.L. Cambrian barrier reef systems of Siberian Platform: petroleum potential in light of new geological and geophysical data. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(4):29–50. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-29-50. In Russ.
17. Kontorovich A.E., Ponomareva E.V., Burshtein L.M., Glinskikh V.N., Kim N.S., Kostyreva E.A., Pavlova M.A., Rodchenko A.P., Yan P.A. Distribution of organic matter in rocks of the Bazhenov horizon (West Siberia). *Russian Geology and Geophysics*. 2018;59(3):357–371. DOI: 10.1016/j.rgg.2018.03.007. In Russ.
18. Pluman I.I. Uranonosnost' chernykh argillitov volzhskogo yarusy Zapadno-Sibirskoi plity kak kriterii geokhimicheskikh uslovii osadkonakopleniya [Uranium content of black mudstones of the Volgian stage of the West Siberian Plate as a criterion of geochemical sedimentation conditions]. *Geokhimiya*. 1971;(9):1138–1143. In Russ.
19. Parfenova T.M., Melenevskii V.N., Zanin Yu.N. O vozmozhnosti ispol'zovaniya gamma-karotazha dlya kolichestvennogo opredeleniya organicheskogo ugleroda v bazhenovskoi svite [On the possibility of using gamma-ray logging for the quantitative determination of organic carbon in the Bazhenov formation]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 1999(11):29–34. In Russ.
20. Varlamov A.I., Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Komar N.V., Shvets-Teneta-Gurii A.G. Technique of oil reserves estimation in Domanik deposits. *Geologiya nefi i gaza*. 2017;(5):51–65. In Russ.
21. Gurari F.G., Gavshin V.M., Matvienko N.I., Pereladov V.S., Bobrov V.A., Smertina L.N., Shestel' S.T. Geokhimiya mikroelementov v morskikh planktonogennykh otlozheniyakh nizhnego – srednego kembriya Sibirskoi platformy [Geochemistry of trace elements in marine planktonogenic sediments of the Lower-Middle Cambrian of the Siberian Platform]. In: Assotsiatsiya mikroelementov s organicheskim veshchestvom v osadochnykh tolshchakh Sibiri : sb. nauch. tr. Novosibirsk: INGG SO RAN, 1984. pp. 41–69. In Russ.
22. Sobolev P.N., Popova M.V., Prokudin S.G. Domanikoidnye otlozheniya inikanskoi svity nizhnego—srednego kembriya v skvazhine Ust'-Mayskaya-366 (yugo-vostok Sibirskoi platformy) [Domanikoid deposits of the Inikan Formation of the Lower – Middle Cambrian in the Ust-Mayskaya-366 well (southeast of the Siberian platform)]. In: Chernye slantsy. Geologiya, geokhimiya, znachenie dlya neftegazovogo kompleksa, perspektivy ispol'zovaniya kak al'ternativnogo uglevodorodnogo syr'ya: mat-ly Vserossiiskoi nauchn.-prakt. konf-ii. Yakutsk, 2015. pp. 81–84. In Russ.
23. Korovnikov I.V., Varaksina I.V., Kontorovich A.E., Parfenova T.M. Biostratigraphy, Lithology and Geochemistry of the Lower and Middle Cambrian Rocks in the Kyulenge River Basin: First Results of Borehole Core Study. *Geologiya i geofizika*. 2024;65(1):126–136. DOI: 10.2113/RGG20234630. In Russ.
24. Romankevich E.A., Vetrov A.A., Peresypkin V.I. Organic matter of the world ocean. *Russian Geology and Geophysics*. 2009;50(4):299–307. In Russ.
25. Strakhov N.M. Tipy litogeneza i ikh evolyutsiya v istorii Zemli [Types of lithogenesis and their evolution in Earth's history]. Moscow: Gosgeoltekhizdat; 1963. 530 p. In Russ.
26. Moiseev S.A., Fomin A.M., Gubin I.A. Features of the formation of the Lower-middle cambrian deposits in connection with the assessment of oil and gas potential in the territory of the North-Tunguska OGA. *Interesko Geo-Sibir'*. 2021;2(1):130–136. DOI: 10.33764/2618-981X-2021-2-1-130-136. In Russ.
27. Astashkin V.A., Varlamov A.I., Gubina N.K., Ekhanin A.E., Pereladov V.S., Romanenko V.I., Sukhov S.S., Umperovich N.V., Fedorov A.B., Fedyanin A.P., Khobnya E.I., Shishkin B.B. Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti rifovykh sistem kembriya Sibirskoi platformy [Geology and petroleum potential of Cambrian reef systems of the Siberian Platform]. Moscow : Nedra; 1984. 181 p. In Russ.
28. Mel'nikov N.V. Vend-kembriiskii solenosnyi bassein Sibirskoi platformy (stratigrafiya, istoriya razvitiya). Izd. 2-e, dop. [Vendian-Cambrian salt basin of the Siberian platform (stratigraphy, history of development)]. Novosibirsk: SNIIGGIMS; 2018. 177 p. In Russ.
29. Filiptsov Yu.A., Mel'nikov N.V., Efimov A.S., Val'chak V.I., Goryunov N.A., Evgrafov A.A., Smirnov E.V., Shcherbakov V.A., Kultyshev V.Yu. Nizhne-srednekembriiskii rifogennyi bar'er na severe Sibirskoi platform — ob'ekt pervoocherednykh neftegazoposkovykh rabot [Lower-Middle Cambrian reef barrier in the northern Siberian platform as a target of primary exploration for oil and gas]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2014;(2):25–35. In Russ.
30. Gubin I.A., Kontorovich A.E., Moiseev S.A., Fomin A.M., Yaroslavl'tseva E.S. Vydelenie ochagov generatsii uglevodorodov v kuonamskoi svite v severo-Tungusskoi NGO s ispol'zovaniem seismicheskikh dannyykh [Identification of hydrocarbon generation sources in the Kuonamsky formation in the North Tunguska oil and gas region using seismic data]. In: Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh. Ekonomika. Geoekologiya. Interesko GEO-Sibir' : mat-ly XIV Mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa (Novosibirsk, 23–27 April 2018). Novosibirsk; 2018. pp. 47–55. In Russ.
31. Kontorovich A.E., Kostyreva E.A. Cambrian naphthydes of Enisei subprovince. *Geologiya nefi i gaza*. 2011;(5):73–77. In Russ.
32. Divina T.A., Egorova L.I., Splikhov A.A., Staroseltsev V.S., Beloborodova G.V. New materials on pre-Cambrian and Cambrian stratigraphy of the north-west of the Tungusky Syncline. *Geologiya i geofizika*. 1996;37(7):23–33. In Russ.

Информация об авторах

Ярославцева Екатерина Сергеевна

Научный сотрудник

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,

630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3

e-mail: yaroslavtsevae@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0002-1659-1736

Парфенова Татьяна МихайловнаКандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудникФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,

630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3

e-mail: parfenovاتم@ipgg.sbras.ru

Scopus: 9247707400

Конторович Алексей ЭмильевичДоктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудникФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,

630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3

ORCID ID: 0000-0001-8239-811X

Бурштейн Лев МарковичДоктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник, заведующий лабораториейФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,

630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3

e-mail: levi@ipgg.sbras.ru

Scopus: 7004524016

ORCID ID: 0000-0002-9865-52

Information about authors

Ekaterina S. Yaroslavtseva

Researcher

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,

3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: yaroslavtsevae@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0002-1659-1736

Tatyana M. ParfenovaCandidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading researcherThe Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,

3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: parfenovاتم@ipgg.sbras.ru

Scopus: 9247707400

Aleksei E. KontorovichDoctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of DepartmentThe Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,

3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

ORCID ID: 0000-0001-8239-811X

Lev M. BurshteinDoctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief researcher, Head of laboratoryThe Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,

3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: levi@ipgg.sbras.ru

Scopus: 7004524016

ORCID ID: 0000-0002-9865-52

УДК 551.72

DOI 10.47148/0016-7894-2024-4-79-86

Гипотезы двух основных путей образования углеводородных скоплений

© 2024 г. | А.А. Ивлев

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ФГБУ «ВНИГНИ»), Москва, Россия; aa.ivlev@list.ru

Поступила 18.03.2024 г.

Доработана 25.04.2024 г.

Принята к печати 19.05.2024 г.

Ключевые слова: движение литосферных плит; орогенный и геосинклинальный периоды; орогенические циклы; гравитационное взаимодействие; биогенный и абиогенный путь синтеза углеводородных скоплений; литосферные плиты; фотосинтез.

Аннотация: В рамках разработанной недавно концепции глобального цикла биосферного углерода рассмотрен вопрос о происхождении углеводородных скоплений на Земле. Предложены гипотезы двух основных путей образования углеводородных скоплений: биогенный путь формирования жидких углеводородных скоплений (нефти) и абиогенный путь образования газообразных углеводородных скоплений. При биогенном пути в качестве источника углерода для жидких углеводородов рассматривается органическое вещество, возникшее за счет фотосинтетического и гетеротрофного синтеза и последующего его преобразования в осадке. После достижения определенного уровня зрелости осадочное органическое вещество выделяет подвижную часть, которая эмигрирует в ловушки, образуя нефтяную залежь. Условия накопления «живого» органического вещества и его характеристики зависят от условий фото- и гетеротрофного синтеза, которые меняются в ходе орогенических циклов, повторяющихся во времени. Динамика орогенических циклов, их деление на разные по длительности периоды, начало и конец циклов зависят от движения литосферных плит и «дыхания» Земли. Особенно важна смена орогенических циклов, сопровождаемая резкими изменениями условий обитания организмов. Большая их часть погибает, обеспечивая условия для накопления осадков с богатым содержанием органического вещества («черных сланцев»). Абиогенный путь образования углеводородных скоплений непосредственно связан с «дыханием» Земли и динамикой глубинных флюидов. Наиболее важен момент рифтогенеза, когда поток водорода и продуктов его взаимодействия с углеродом вместе с потоком магмы прорывают литосферную оболочку и попадают в земную кору, образуя скопление. Водород в силу большой подвижности рассеивается, а продукты его взаимодействия с углеродом (метан и его ближайшие гомологи) образуют газовую залежь. Рассмотрены различия характеристик химического состава соединений углерода нефтяных и газовых скоплений и как гипотезы о биогенном и абиогенном путях образования углеводородных скоплений соотносятся с существующими концепциями органического и неорганического происхождения нефти.

Для цитирования: Ивлев А.А. Гипотезы двух основных путей образования углеводородных скоплений // Геология нефти и газа. – 2024. – № 4. – С. 79–86. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-4-79-86.

Благодарности: Автор выражает искреннюю благодарность профессорам В.И. Петерсилье и Н.М. Пржевальскому за полезные замечания и советы.

Hydrocarbon accumulations: hypothesis of two main formation ways

© 2024 | A.A. Ivlev

All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIIGNI), Moscow, Russia; aa.ivlev@list.ru

Received 18.03.2024

Revised 25.04.2024

Accepted for publication 19.05.2024

Key words: movement of lithosphere plates; orogenic and geosynclinal periods; orogenic cycles; gravitational interaction; biogenic and abiogenic pathways of hydrocarbon accumulation synthesis; lithosphere plates; photosynthesis.

Abstract: Within the framework of the recently developed concept of the global biosphere carbon cycling, the issue of HC accumulation origin on the Earth is considered. A hypothesis is proposed about two main ways of hydrocarbon cluster formation, namely: the biogenic way of liquid hydrocarbon (oil) accumulation and the abiogenic way of gaseous hydrocarbon accumulation. The biogenic pathway is related to Organic Matter formed by photo- and heterotrophic synthesis and subsequent transformation of OM in sediment as the only carbon source for liquid hydrocarbons. After reaching a certain level of maturity, OM releases a mobile part, which emigrates into traps thus forming an oil deposit. The conditions of accumulation of "living" Organic Matter and its characteristics depend on the conditions of photo- and heterotrophic synthesis, which change during orogenic cycles that repeat over time. The dynamics of orogenic cycles, their division into periods of different duration, the beginning and end of the cycles depend on lithosphere plates movement and deep "breathing" of the Earth. The key moment is the orogenic cycles change accompanied by abrupt changes in the living conditions of organisms. Most of them die, providing conditions for the formation of sediments rich in OM ("black shales"). The abiogenic pathway of HC accumulations formation is directly related to deep "breathing" of the Earth associated with of deep fluid dynamics. The most important point is rifting, when the flow of hydrogen and the products of its interaction with carbon, together with the flow of magma, break through the lithosphere shell and enter the earth's crust. Because of its high mobility, hydrogen

dissipates, and products of its interaction with carbon (methane and its closest homologues) form a gas deposit. Characteristics of chemical composition of oil and gas hydrocarbon accumulations are associated with their origin. The hypotheses about biogenic and abiogenic ways of hydrocarbon clusters formation correlate with the existing concepts of "organic" and "inorganic" origin of oil.

For citation: Ivlev A.A. Hydrocarbon accumulations: hypothesis of two main formation ways. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(4):79–86. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-4-79-86. In Russ.

Acknowledgments: The author expresses his sincere gratitude to professors Viktor I. Petersilie and Nikolai V. Przhivalsky for their helpful comments and advice.

Глубинное «дыхание» Земли как следствие гравитационного воздействия тел околосолнечной системы

Изучение глобального цикла биосферного углерода [1, 2] выявило неизвестную ранее связь фотосинтеза на Земле с движением литосферных плит, составляющих твердую оболочку Земли. Дрейф литосферных плит неравномерный. В нем выделяют короткую фазу быстрого движения, называемую «орогенным периодом», и длительную фазу медленного спокойного движения, называемую «геосинклинальным периодом» [3]. Было высказано предположение, что неравномерный дрейф плит связан с перемещением подвижных флюидных потоков расплавленной магмы, которая подстигает литосферную оболочку [4]. Ранее геологи [5, 6] обратили внимание на пульсационную динамику потока водорода, идущего от ядра планеты, которая оказалась синхронизированной с тектонической активностью земной коры.

В потоке водорода обнаружены сильнейшие короткие импульсы. В такой момент глубинный поток, включающий расплавленную магму, газообразный поток водорода и продуктов его взаимодействия с углеродом (метан и другие простейшие УВ), а также летучие соединения других элементов, прорывает литосферную оболочку и попадает в пространство земной коры. Этот процесс называют «рифтогенезом». Первым, кто обратил внимание на пульсационную динамику не только глубинных, но и многих геологических процессов, был В.И. Вернадский [7]. Он даже использовал для его обозначения поэтический термин «дыхание» Земли. Термин оказался весьма выразительным и закрепился. Некоторые геологи считали неравномерную ритмичную дегазацию фундаментальной закономерностью Земли, отражающейся в циклах ее развития [8–10]. Было замечено, что пульсационная динамика глубинных процессов хорошо согласуется с проявлениями базальтового вулканизма и биотическими кризисами на Земле [10]. Также высказано предположение, что исходной причиной пульсаций и наблюдаемой динамики «дыхания» Земли является гравитационное воздействие тел околосолнечной системы на Землю [4].

В настоящей статье, основываясь на модели глобального цикла биосферного углерода и вышеизложенных представлениях о «дыхании» Земли, рассмотрены вероятные причины возникновения жидких (нефти) и газообразных УВ-скоплений на Земле. На основании результатов этого рассмотрения сделан вывод о существовании двух незави-

симых путей образования УВ-скоплений, один из которых — биогенный — связан с фотосинтезом и объясняет происхождение нефти, второй — абиогенный — связан с глубинным «дыханием» Земли и объясняет происхождение УВ газовых скоплений. Ниже изложены аргументы, обосновывающие существование упомянутых путей.

Биогенный путь образования жидких УВ-скоплений (нефти)

Биогенный путь является частью биосферного цикла углерода и поэтому начнем рассмотрение с постулата, обосновывающего вероятную связь всех процессов на Земле с непрерывным и неравномерным движением литосферных плит, которое отражает гравитационное влияние тел околосолнечной системы на Землю.

Считается, что литосферная оболочка отделяет пространство земной коры от внутренних слоев, мантии и ядра. Во внутреннем пространстве под литосферой из-за влияния гравитационных сил вращаются подвижные флюиды: расплавленная магма и водородный поток, идущий от ядра. Через определенные промежутки времени под действием гравитации и температурных градиентов происходит прорыв литосферной оболочки и глубинные флюиды устремляются в пространство земной коры.

Глубинные флюиды неоднородны, поэтому при разрыве литосферной оболочки поток разделяется. Основная часть магмы соприкасается с океанической водой, затвердевает и образует новую плиту. Последняя толкает соседние плиты, заставляя их двигаться. Интервал, в течение которого происходит прорыв литосферы, относительно короткий и совпадает с ускоренным движением плит. Этот короткий период называется «орогенным». За ним следует длительный и относительно спокойный геосинклинальный период, в течение которого скорость движения плит замедляется. Неравномерное движение литосферных плит отражается в мощности осадочных отложений [3]. Орогенный и геосинклинальный периоды составляют орогенические циклы [11], контролируемые циклично меняющимися гравитационными силами.

В орогенный период в глубокопогруженной зоне субдукции, где океанические литосферные плиты сталкиваются с плитами континентальных окраин, возникают «активные» коллизии, при которых выделяется огромная энергия, инициирующая термохимическую сульфатредукцию [1]. В этой реакции окисляется ОВ, поступающее с поверхности континентальной плиты, где оно образуется. Угле-

кислый газ, выделяющийся при окислении, поднимается на поверхность Земли, заполняя атмосферу и гидросферу, и распределяется по всей планете, стимулируя фотосинтез.

За орогенным наступает длительный и тектонически спокойный геосинклинальный период взаимодействия плит. Но, поскольку плиты движутся медленнее, выделяющейся энергии недостаточно для инициирования термохимической сульфатредукции. Поэтому окисления ОВ не происходит и углекислый газ на поверхность Земли не поступает. В системе атмосфера – гидросфера в этот период происходит истощение углекислого газа за счет продолжающегося фотосинтеза, начавшегося в орогенный период. Океанические плиты, будучи более мелкими по размерам, после столкновения с окраиной континентальной плиты погружаются в расплав магмы и растворяются в ней. Континентальная плита после столкновения воздымается и участвует в горообразовании.

Как следует из модели биосферного цикла, истощение углерода на поверхности континентальной плиты в геосинклинальный период приводит к определенной последовательности климатических и биотических событий в биосфере, что подтверждается геологическими, палеонтологическими и изотопными данными [2].

Фотосинтезируемая биомасса является основой для гетеротрофной ассимиляции и образования «живого вещества», после отмирания которого и попадания в осадок формируется осадочное ОВ. Осадочное ОВ, опускаясь и преобразуясь, в конце концов достигает зоны субдукции, где в орогенный период ОВ окисляется, завершая цикл биосферного углерода.

Наиболее важным этапом в накоплении осадочного ОВ и в последующем генезисе нефтяных УВ является смена орогенических циклов, когда геосинклинальный период предыдущего цикла меняется на орогенный период следующего. В связи со значительными изменениями условий обитания «живого вещества», вызванными резкими вариациями температуры и содержания кислорода, при смене орогенических циклов происходит массовая гибель организмов, которая поставляет в осадок большое количество биогенного материала, создавая тем самым условия для образования пород, обогащенных ОВ («черных сланцев»). Последние становятся основой для генерации нефти при последующих преобразованиях в осадке [12].

Описанная последовательность биосферных событий представляет биогенный путь синтеза «живого вещества», которое после отмирания переходит в осадочное ОВ. При определенном уровне преобразованности осадочного вещества в нем образуются консолидированная (кероген) и подвижная части (битумоид). Часть битумоида отделяется и в виде нефтяных УВ скапливается в ловушках, образуя залежь. Таким образом, гравитационное

воздействие на Землю тел околосолнечной системы и глубинное «дыхание» Земли сказываются еще на стадии фотосинтеза и образования «живого вещества» и, в конечном счете, приводят к формированию скоплений нефтяных УВ. Сказанное подтверждается обнаруженной синхронностью следов массового вымирания организмов, появлением «горючих сланцев» и стадий рифтогенеза (прорыва литосферной оболочки) [10], которые в точности соответствуют описанной ранее последовательности биосферных событий на биогенном пути формирования нефтяных месторождений [2].

Необходимо отметить, что нефтяные УВ, конечно, могут образовываться и при термической деструкции молекул ОВ, за пределами орогенного периода, т. е. за счет пород значительно менее обогащенных ОВ, но при этом количество образовавшихся УВ будет гораздо меньше того содержания, которое генерируется ОВ, образованным при массовой гибели организмов. Достаточно сказать, что на 1 м^3 породы соленосных отложений приходится буквально граммы УВ, в глинах — 0,5 кг, в алевролитах — 200 г, в известняках — 250 г, а в горючих сланцах на тот же 1 м^3 осадочных отложений может приходиться до 6 кг [13, 14]. Различия вполне очевидны.

Абиогенный путь образования газовых УВ-скоплений

Абиогенный путь образования УВ-скоплений связан с той частью флюида, в основе которой находится водородный поток, идущий от ядра планеты и возникший еще во время ее формирования [15, 3]. В пользу справедливости предположения, что водород являлся первоначальной основой потока, свидетельствует единственная в мире водородная скв. Бугу-1 возле Буракебугу (Мали) с выходом 98 % водорода, которая эксплуатируется с 2011 г. [16]. В пользу этого свидетельствует и присутствие водорода в газовой фракции выбрасываемых вулканами веществ, доля которого составляет до 3 % у Везувия, до 22,3 % у Мон-Пеле, а в Исландии вулканические источники выбрасывают струи газа, содержащие 54 % водорода.

Благодаря высокой подвижности молекул водорода, в большинстве случаев после прорыва литосферной оболочки он рассеивается и к моменту исследования в УВ-скопления доходит лишь газовая смесь, в которой сохраняются только наиболее устойчивые продукты взаимодействия водорода с углеродом. Это метан и ближайшие гомологи. Водород в свободном виде сохраняется лишь в редких случаях, когда имеется хорошая крышка. Образование более сложных углеводородных соединений, типичных для нефти, с точки зрения химии, в условиях потока магмы вряд ли возможно, потому что для их синтеза требуются многоступенчатые реакции и присутствие катализаторов, которых в предполагаемых условиях нет. Образование нефтяных УВ может происходить при деструкции еще более сложных биогенных молекул, синтез которых осу-

ществляется в ферментативных цепях в условиях «живой» клетки. Помимо газообразного водорода для генерации простейших УВ-соединений необходим углерод, которого в магме, как было показано в работах А.П. Виноградова, достаточно со времени образования Земли, когда происходила агломерация метеоритов [17–19].

Что касается метана, являющегося главным продуктом взаимодействия водорода с углеродом, то он вполне устойчив в условиях глубинного потока. Об этом говорят данные по бурению глубоких и сверхглубоких скважин, в частности в Тюмени, что дает основание предполагать глубинные эманации (истечения) метана в осадочный чехол [20]. Это же подтверждают и результаты термодинамических расчетов, указывающие на возможность существования метана в условиях мантии Земли при температурах до 1300–1500 °С [21].

Сопоставление основных особенностей биогенного и абиогенного путей образования УВ-скоплений

С точки зрения химии, в условиях магмы могут образоваться метан и его простейшие гомологи. Относительную простоту состава глубинных газов, содержащих в большинстве случаев метан, гелий и азот, отмечал еще В.И. Вернадский [7]. В пользу простого состава свидетельствует газ гигантских газовых месторождений, таких как Уренгойское (6300 км³), Бованенковское (4600 км³), Штокмановское (3100 км³) и др. (табл. 1).

Как видно из табл. 1, практически во всех случаях доминирующим компонентом является метан (с содержанием более 90 %) с небольшой примесью ближайших гомологов. Из неуглеводородных газов чаще всего присутствует азот.

Автор статьи выбрал наиболее крупные УВ-скопления, поскольку на них меньше всего должны сказаться примеси газов другого происхождения. Сам размер скопления позволяет предположить, что оно сформировалось в результате рифтогенеза при прорыве литосферной оболочки под громадным давлением. В пользу этого свидетельствует и простой химический состав газа, согласующийся с тем, который мог бы образоваться в магме астеносферы.

Газы, которые накапливаются при термической деструкции ОБ и нефти, т. е. на биогенном пути преобразования ОБ, лучше всего аппроксимировать попутными нефтяными газами. Состав попутных газов сильно отличается от газов абиогенного происхождения (табл. 2). В них заметно снижено содержание метана. Появилось ощутимое количество гомологов, в том числе высших ($> \Sigma C_4H_{10+}$, включая изомеры).

Поэтому в случае значительного смешения газов биогенного происхождения с газами абиогенного генезиса можно было бы ожидать смещения химического состава в сторону газов (см. табл. 2).

Содержание метана должно снизиться, а гомологов — ощутимо вырасти.

В химических справочниках, посвященных месторождениям нефти и газа, имеется множество примеров, которые можно рассматривать как свидетельства смешения газов разного происхождения. Чтобы объяснить это, следует напомнить, что согласно представлениям сторонников органического происхождения нефти, газы биогенного образования, как и газы абиогенного генезиса возникают в орогенные периоды орогенических циклов, когда происходит рифтогенез. Если к этому добавить, что в эти же интервалы геологического времени, согласно представлениям ряда геологов [8–10], формируются структуры нефтегазовых бассейнов (ловушки, флюидоупоры и др.), то, принимая во внимание высокую подвижность газов, становится очевидной возможность смешивания газов разного генезиса в пределах нефтегазоносных бассейнов.

Кроме того, альтернативное объяснение формирования громадных УВ газовых скоплений с позиции их биогенного происхождения невозможно еще и потому, что для образования столь высокого содержания метана в крупных залежах нельзя подобрать потенциальную материнскую породу.

Подытожим некоторые главные особенности биогенного и абиогенного путей образования УВ-скоплений. Особенностью биогенного пути является то, что он начинается не с образования «живого вещества» при фотосинтезе и гетеротрофном синтезе на земной поверхности и последующего преобразования в осадке, как принято считать, а с «активных» столкновений литосферных плит в зоне субдукции в орогенный период орогенических циклов, которые инициируют сульфатредукцию, где окисляется ОБ, и CO₂, поднимаясь на поверхность, стимулирует фотосинтез, а затем начинается гетеротрофный синтез «живого вещества». Все последующие стадии преобразования биогенного материала в осадке в целом известны, а детали продолжают изучаться.

В отличие от абиогенного пути, состав и структуры молекул, входящих в УВ-смесь и образующихся при биогенном преобразовании, кардинально отличаются своей сложностью от простого состава УВ, образующихся при синтезе с участием водорода и углерода в условиях температур и давлений, характерных для глубинных газовых потоков. В них доминирующим компонентом является метан.

Косвенно биогенный и абиогенный пути происхождения УВ-скоплений подтверждаются существованием аномальных геохимических ассоциаций «черных сланцев» с рудами редких металлов U, Mo, V, Re, Se, Zn, Cu, Hg и ряда других редких элементов [12].

Действительно, было показано [2, 4], что образование «черных сланцев» связано с биогенным путем их синтеза и происходит при смене орогенических циклов, когда вымирает значительная часть

Табл. 1. Состав газа в крупнейших газовых месторождениях России и СНГ

Tab. 1. Gas composition in the major gas fields of Russia and CIS

Месторождение	Объемное содержание, %					
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	Σ C ₄ H ₁₀₊	N ₂	Запасы, км ³ · 10 ³
Уренгойское	96,31	0,09	0,01	0,1	3,41	3,5
Ямбургское	95,2	0,04	0,02	0,1	4,64	2
Штокмановское	96,24	1,33	0,37	0,19	1,87	3,9
Медвежье	98,56	0,01	0,01	0,6	0,82	1,9
Газлинское	94,6	2,06	0,27	0,3	2,77	2,2
Усть-Вилуйское	90	4,5	0,9	1,4	3	0,5
Шатлыкское, Туркменистан	95,05	1,63	0,2	0,04	1,4	2,5
Карадагское, Азербайжан	96,45	1,5	0,2	0,1	1,75	1,3
Бованенковское	90,83	4,76	1,63	2,22	0,56	4,6
Шебелиновское, Украина	92,95	3,85	1,05	0,31	1,5	0,7
Северо-Ставро- польское	98,90	0,29	0,16	0,05	0,6	0,9

Примечание. Численные данные взяты из справочников [22, 23]. По отдельным месторождениям данные дополнены из Интернета.

Note. Numerical data are taken from handbooks [22, 23]. Data for certain fields are supplemented from the Internet.

Табл. 2. Состав нефтяных (попутных) газов некоторых месторождений

Tab. 2. Composition of petroleum (associated) gas in a number of fields

Месторождение	Объемное содержание, %						
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	Σ C ₄ H ₁₀	Σ C ₅ H ₁₂₊	Σ C ₆ H ₁₄₊	N ₂
Самотлорское	68	4,4	9,6	7,8	1,05	3,5	1,7
Правдинское, Ханты-Мансийский АО	58,4	11,65	14,53	9,2	3,62	0,57	0,66
Ромашкинское, Татарстан	49,41	20,38	16,23	6,39	1,64	0,43	11,23
Коробковское, Нижнее Поволжье	76,25	8,13	8,96	3,54	1,04	–	1,25
Месторождение Юж- но-Балыкское, Ханты-Мансийский АО	68,16	9,43	15,98	4,5	0,51	0,66	0,64
Бавлинское, Татарстан	35	20,7	19,9	9,8	5,8	–	8,4
Узеньское, Казахстан	50,2	20,2	16,8	7,7	3	–	2,3

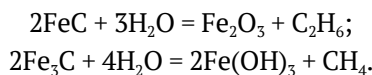
живущих организмов, которые обеспечивают накопление осадков, обогащенных ОВ. В то же время показано, что ассоциация минералов редких металлов, как правило, сопутствующая отложениям «черных сланцев», имеет вулканическое происхождение [24]. Это указывает на то, что редкие металлы, как и «черные сланцы» попали на поверхность Земли при рифтогенезе вместе с потоком лавы и флюидами, сопровождающими этот поток. Это и свидетельствует о связи редких металлов с потоком флюидов абиогенного происхождения.

Соотнесение гипотез биогенного и абиогенного происхождения УВ нефтяных и газовых скоплений с существующими концепциями органического и неорганического происхождения нефти

Интересно посмотреть, как соотносятся изложенные автором статьи представления с известными геологическими концепциями органического и неорганического происхождения нефти. Отметим, что органическая концепция [25], как и изложенный биогенный путь синтеза УВ-скоплений, предполагают, что осадочное ОВ, образовавшееся из «живого

вещества», претерпевает ту же последовательность превращений, которая в конце концов приводит к появлению нефти. Неорганическая концепция происхождения нефти [26–28] просто предполагает, что синтез нефти происходит в астеносфере из водородного потока, возникшего при «дыхании» Земли, и углерода, присутствующего в магме, а детальный химизм образования заменен гипотезой о том, что органическая химия потенциально может объяснить появление любого органического соединения с помощью многоступенчатого синтеза, полагая что такой синтез возможен в условиях астеносферы (при $T > 1500\text{ }^{\circ}\text{C}$). Это весьма спорное утверждение никто не проверял. При этом в качестве аргументов в пользу неорганической концепции приводились малоизученные факты, такие как формирование осадочных нефтегазоносных бассейнов, образование флюидоупоров, появление взрывных кольцевых разномасштабных структур разных диаметров и т. д. [10].

Основоположником абиогенного пути образования УВ-скоплений был выдающийся русский химик, ученый-энциклопедист Д.И. Менделеев [29]. Выступая 1837 г. в Русском химическом обществе, он изложил гипотезу абиогенного происхождения нефти, опираясь на предложенную карбидную концепцию образования УВ со следующими ключевыми реакциями:



Показав возможность образования предельных и непредельных УВ и их взаимодействия между собой, Д.И. Менделеев обобщил этот результат и распространил его на реальность дальнейшего синтеза нефтяных УВ из первичных продуктов синтеза. Трудности с абиогенной концепцией начались при попытке совместить ее выводы с геологическими условиями. По Д.И. Менделееву, через разломы вглубь Земли попадает вода и вступает в реакцию с карбидами металлов, таким образом способствуя возникновению нефти. Химическая часть карбидной гипотезы, по крайней мере ее начальная часть, основанная на очевидном фактическом материале, сразу стала популярной.

Вначале и геологическая часть казалась неоспоримой. Судя по предъявленным доказательствам, все открытые на тот момент месторождения, сконцентрированные на краях горно-складчатых образований, были вытянуты вдоль зон крупных разломов. Из концепции следовал важный практический вывод: что процесс образования нефти происходит непрерывно, в том числе сейчас, а не только в далекие геологические периоды. Однако впоследствии появилось много фактов, которые не укладывались в органическую концепцию.

Сторонником противоположной точки зрения был известный геолог-нефтяник, академик И.М. Губкин [25], который повсеместно критико-

вал карбидную теорию, указывая на ее геологическую несостоятельность. Нефть, как утверждал И.М. Губкин, вполне прекрасно образовалась и там, где вообще нет никаких разломов, проводящих воду к карбидам, а трещин — от ядра Земли к поверхности — просто не существует в природе. Базальтовый пояс не дает ни воде проникнуть вглубь, ни готовой нефти подняться наружу. Аргументом И.М. Губкину служил еще и тот факт, что нефть, образованная неорганическим путем, оптически неактивна, а вот природная — активна, даже способна вращать плоскость поляризации света, что являлось неоспоримым признаком биогенности.

Основная масса нефтяных залежей имеет признаки, отражающие все стадии образования нефти именно органическим путем. В нефти содержится много реликтовых молекул, углеродный скелет которых однозначно свидетельствует об участии биологически образованного ОВ. Изотопные данные по углероду однозначно подчеркивают связь изотопного состава углерода нефтей с изменениями условий фотосинтеза в ходе орогенных циклов. Однако до сих пор обсуждение этой проблемы происходит с такими же спорами и отсутствием согласия.

Сторонников органической гипотезы происхождения нефти могут примирить обе точки зрения, поскольку биогенный путь образования УВ-скоплений по существу совпадает с основными положениями органической гипотезы, а абиогенный путь согласуется с неорганической точкой зрения, только отрицает возможность синтеза нефти в условиях астеносферы. В процессе подготовки данной статьи опубликована другая статья А.А. Ивлева по рассматриваемому вопросу [30].

Заключение

Знание происхождения УВ-скоплений позволяет определять направление поиска месторождений нефти и газа. Месторождения нефти, сформированные или образованные биогенным путем, следует связывать с осадочными отложениями, тогда как поиск крупных газовых месторождений связывают с выявлением глубинных разломов и сверхглубоким бурением.

При этом следует иметь в виду, что знания происхождения УВ-скоплений недостаточно для определения направления поиска месторождений. Необходимо учитывать возможность смешения газов разного происхождения и альтернативные пути образования. Важную информацию об этом дает анализ химического и изотопного состава УВ-скоплений. Поэтому учет вероятной природы УВ-скопления не замещает, а дает важную дополнительную информацию о направлении их поиска.

Литература

1. Ivlev A.A. The Global Carbon Cycle and the Evolution of Photosynthesis. – Ньюкасл-апон-Тайн : Cambridge Scholars Publishing, 2019. – 168 с.
2. Ivlev A.A. A New View on the Global Redox-Cycle of Biosphere Carbon // *C-Journal of Carbon Research*. – 2023. – Т. 53. – № 9. – С. 1–21. DOI: 10.3390/c9020053.
3. Руттен М.Г. Происхождение жизни. – М. : Мир. – 1973. – 471 с.
4. Ivlev A.A. Dynamic Interplay: Unveiling the Biosphere-Geosphere Nexus in Carbon Cycling // *Global Journal of Human-Social Science*. – 2024. – Т. 24. – № 1. – 23–37. DOI: 10.34257/GJHSSBVOL24IS1PG23.
5. Кропоткин П.Н., Валяев Б.М. Тектонический контроль процессов дегазации Земли и генезис углеводородов // Месторождения нефти и газа : труды XVII Международного геологического конгресса. – Т.13. – М. : Наука, 1984. – С. 13–25.
6. Ларин Н.В. Наша Земля (происхождение, строение, состав и развитие изначально гидридной Земли). – М. : Агар, 2005. – 242 с.
7. Вернадский В.И. Очерки геохимии. – М. : Наука, 1983. – 422 с.
8. Маракушев А.А., Маракушев С.А. Образование нефтяных и газовых месторождений // *Литология и полезные ископаемые*. – 2008. – № 5. – С. 505–521.
9. Маракушев А.А., Маракушев С.А. Водородное дыхание Земли — его происхождение, геологические и биологические следствия // *Альтернативная энергетика и биология*. – 2008. – Т. 57. – № 1. – С. 156–174.
10. Харахинов В.В. Глубинное дыхание Земли и нефтегазоносность // *Геология нефти и газа*. – 2024. – № 2. – С. 87–104. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-87-104.
11. Ivlev A.A. Global redox cycle of biospheric carbon: interaction of photosynthesis and earth crust process // *BioSystems*. – 2015. – Т. 137. – С. 1–11 DOI: 10.1016/j.biosystems.2015.10.001.
12. Ivlev A.A. On the Origin of “Black Shales” in the Framework of the Global Redox Cycle Model of Biosphere Carbon. *Geology, Earth and Marine Sciences*. – 2022. – Т. 5. – № 2. – 1–4.
13. Успенский В.А. Введение в геохимию нефти. – Л. : Недра, 1970. – 389 с.
14. Вассоевич Н.Б. Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. – М. : Наука, 1986. – 368 с.
15. Ларин В.Н. Гипотеза изначально гидридной Земли. – М. : Недра, 1975. – 100 с.
16. Prinzhofer A.A., Huc A.Y. Genetic and post-genetic molecular and isotopic fractionations in natural gases. // *Chemical Geology*. – 1995. – Т. 126. – № 3–4. – Р. 281–290. DOI: 10.1016/0009-2541(95)00123-9.
17. Виноградов А.П. Метеориты и земная кора // *Изв. АН СССР. Сер. Геологическая*. – 1959. – № 10. – С. 122–129.
18. Виноградов А.П. О происхождении вещества земной коры // *Геохимия*. – 1961. – № 1.
19. Виноградов А.П. Происхождение оболочек Земли // *Изв. АН СССР. Сер. Геологическая*. – 1962. – № 11. – С. 127–134.
20. Белоконов Т.В. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. – Пермь : Звезда, 2001. – 157 с.
21. Бескровный Н.С., Гемп С.Д., Шварц Т.В. Глубинные разломы Западной Туркмении и их роль в формировании нефтяных залежей. – Л. : Гостоптехиздат, 1963. – 106 с.
22. *Справочник химика 21 века*. Химия и химическая технология [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.chem21.info/map/> (дата обращения 01.02.2024 г.).
23. *Справочник химика*. Общие сведения. Строение вещества. Свойства важнейших веществ. 2-е изд. – 1966. – Т. 1.
24. Twenhofel W.H. Environments of origin black shales // *AAPG Bulletin*. – 1939. – Т. 23. – № 8. – С. 1178–1198. DOI: 10.1306/3D9330EE-16B1-11D7-8645000102C1865D.
25. Губкин И.М. Геология нефти и газа. Избранные сочинения. – М. : Изд-во Юрайт, 2024. – 405 с.
26. Кропоткин П.Н. Проблемы происхождения нефти // *Советская геология*. – 1955. – № 47. – С. 104–125.
27. Летников Ф.А. Углеводородная ветвь глубинной дегазации // *Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ, углеводороды и жизнь : мат-лы всероссийской конференции (18–22 октября 2010 г., Москва)*. – М. : Геос, 2010. – 89 с.
28. Лукин А.Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерационных систем // *Геологический журнал*. – 1999. – № 1. – С. 40–42.
29. Менделеев Д.И. Карбидная гипотеза [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://studopedia.ru/9_85935_karbidnaya-kontseptsiya.html (дата обращения 19.02.2024 г.).
30. Ivlev A.A. The Influence of Gravity on the Frequency of Processes in Various Geospheres of the Earth. Biogenic and Abiogenic Pathways of Formation of HC Accumulations // *Ann. Civil Environm. Eng.* – 2024. – Т. 8. – № 1. – С. 52–56. DOI: 10.29328/journal.acee.1001067.

References

1. Ivlev A.A. The Global Carbon Cycle and the Evolution of Photosynthesis. Newcastle upon Tyne: Cambridge Scholars Publishing; 2019. 168 p.
2. Ivlev A.A. A New View on the Global Redox-Cycle of Biosphere Carbon. *C-Journal of Carbon Research*. 2023;53(9):1–21. DOI: 10.3390/c9020053.
3. Rutten M.G. Proiskhozhdenie zhizni [Origin of life]. Moscow: Mir; 1973. 471 p. In Russ.
4. Ivlev A.A. Dynamic Interplay: Unveiling the Biosphere-Geosphere Nexus in Carbon Cycling. *Global Journal of Human-Social Science*. 2024;24(1):23–37. DOI: 10.34257/GJHSSBVOL24IS1PG23.

5. Kropotkin P.N., Valyaev B.M. Tektonicheskii kontrol' protsessov degazatsii Zemli i genezis uglevodorodov [Tectonic control of Earth degassing processes and the genesis of hydrocarbons]. In: Mestorozhdeniya nefi i gaza : trudy XVII Mezhdunarodnogo geologicheskogo kongressa. V.13. Moscow : Nauka; 1984. pp. 13–25. In Russ.
6. Larin N.V. Nasha Zemlya (proiskhozhdenie, stroenie, sostav i razvitie iznachal'no gidridnoi Zemli) [Our Earth (origin, structure, composition and development of the initially hydride Earth)]. Moscow: Agar; 2005. 242 p. In Russ.
7. Vernadskii V.I. Ocherki geokhimii [Essays on Geochemistry]. Moscow: Nauka; 1983. 422 p. In Russ.
8. Marakushev A.A., Marakushev S.A. Formation of oil and gas fields. *Lithology and mineral resources*. 2008;(5):454–469. DOI: 10.1134/S0024490208050039. In Russ.
9. Marakushev A.A., Marakushev S.A. Vodorodnoe dykhanie Zemli — ego proiskhozhdenie, geologicheskie i biologicheskie sledstviya [Hydrogen breath of the Earth — its origin, geological and biological effects]. *Al'ternativnaya energetika i biologiya*. 2008;57(1):156–174. In Russ.
10. Kharakhinov V.V. Abyssal breathing of Earth and hydrocarbon potential. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(2):87–104. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-87-104. In Russ.
11. Ivlev A.A. Global redox cycle of biospheric carbon: interaction of photosynthesis and earth crust process. *BioSystems*. 2015;137:1–11 DOI: 10.1016/j.biosystems.2015.10.001.
12. Ivlev A.A. On the Origin of “Black Shales” in the Framework of the Global Redox Cycle Model of Biosphere Carbon. *Geology, Earth and Marine Sciences*. 2022;5(2):1–4.
13. Uspenskiy V.A. Vvedenie v geokhimiyu nefi [Introduction to the Geochemistry of oil]. Leningrad: Nedra; 1970. 389 p. In Russ.
14. Vassoevich N.B. Selected works. Geochemistry of organic matter and origin of petroleum. Moscow: Nauka; 1986. 368 p. In Russ.
15. Larin V.N. Gipoteza iznachal'no gidridnoi Zemli [Initially hydride Earth hypothesis]. Moscow: Nedra, 1975. 100 p. In Russ.
16. Prinzhofer A.A., Huc A.Y. Genetic and post-genetic molecular and isotopic fractionations in natural gases. *Chemical Geology*. 1995;126(3–4):281–290. DOI: 10.1016/0009-2541(95)00123-9.
17. Vinogradov A.P. Meteority i zemnaya kora [Meteorites and the earth's crust] *Izv. AN SSSR. Ser. Geologicheskaya*. 1959;(10):122–129. In Russ.
18. Vinogradov A.P. O proiskhozhdenii veshchestva zemnoi kory [On the origin of the earth's crust substance]. *Geokhimiya*. 1961;(1). In Russ.
19. Vinogradov A.P. Proiskhozhdenie obolochek Zemli [Origin of the Earth's shells]. *Izv. AN SSSR. Ser. geologicheskaya*. 1962;(11):127–134. In Russ.
20. Belokon' T.V. Stroenie i neftegazonosnost' rifeisko-vendskikh otlozhenii vostoka Russkoi platform [Structure and oil and gas potential of the Riphean-Vendian deposits of the eastern Russian Platform]. Perm': Zvezda; 2001. 157 p. In Russ.
21. Beskrovnyi N.S., Gemp S.D., Shvarts T.V. Glubinnye razlomy Zapadnoi Turkmenii i ikh rol' v formirovanii neftyanykh zalezhei [Deep faults of Western Turkmenistan and their role in oil deposits formation]. Leningrad: Gostoptekhizdat; 1963. 106 p. In Russ.
22. *Spravochnik khimika 21 veka. Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya* [The 21st Century Chemist's Handbook. Chemistry and chemical technology]. Available at: <https://www.chem21.info/map/> (accessed on 01.02.2024). In Russ.
23. *Spravochnik khimika. Obshchie svedeniya. Stroenie veshchestva. Svoistva vazhneishikh veshchestv* [Chemist's Handbook. General information. Structure of matter. Properties of the most important substances]. 1966. V.1. In Russ.
24. Twenhofel W.H. Environments of origin black shales. *AAPG Bulletin*. 1939;23(8):1178–1198. DOI: 10.1306/3D9330EE-16B1-11D7-8645000102C1865D.
25. Gubkin I.M. Geologiya nefi i gaza. Izbrannye sochineniya [Oil and gas geology. Selected Works]. Moscow: Izdatel'stvo Yurait; 2024. 405 p. In Russ.
26. Kropotkin P.N. Problemy proiskhozhdeniya nefi [Problems of oil origin]. *Sovetskaya geologiya*. 1955;47:104–125. In Russ.
27. Letnikov F.A. Uglevodorodnaya vetv' glubinnoi degazatsii [Hydrocarbon branch of deep degassing]. In: Degazatsiya Zemli: geotektonika, geodinamika, geoflyuidy, nef' i gaz, uglevodorody i zhizn' (18–22 October, 2010, Moscow). Moscow: GEOS; 2010. 89 p. In Russ.
28. Lukin A.E. O proiskhozhdenii nefi i gaza (geosinergeticheskaya kontseptsiya prirodnykh uglevodorodno-generatsionnykh system [On the origin of oil and gas (geosinergetic concept of natural hydrocarbon generation systems)]. *Geologicheskii zhurnal*. 1999;1:30–42. In Russ.
29. Mendelev D.I. Karbidnaya gipoteza [Carbide hypothesis]. Available at: https://studopedia.ru/9_85935_karbidnaya-kontseptsiya.html (accessed on 19.02.2024). In Russ.
30. Ivlev A.A. The Influence of Gravity on the Frequency of Processes in Various Geospheres of the Earth. Biogenic and Abiogenic Pathways of Formation of HC Accumulations. *Ann. Civil Environm. Eng.* 2024;8(1):052–056. DOI: 10.29328/journal.acee.1001067.

Информация об авторе

Ивлев Александр Андреевич

Ведущий научный сотрудник

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

143360 Апрелевка, 1-я ул. Кетрица

e-mail: aa.ivlev@list.ru

ORCID ID: 0000-0001-7966-2266

Scopus: 7004502262

Information about author

Aleksandr A. Ivlev

Leading researcher

All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI),

1st Ketritsa ul., Aprelevka, 143360, Russia

e-mail: aa.ivlev@list.ru

ORCID ID: 0000-0001-7966-2266

Scopus: 7004502262



Геомодель



8-Я НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО РАЗВЕДКЕ НЕДР

ТЮМЕНЬ 2024

Актуальные тренды технологического и операционного развития
нефтегазовой отрасли

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

23–27 СЕНТЯБРЯ 2024 Г. | ТЮМЕНЬ | РОССИЯ

ЗАРЕГИСТРИРУЙТЕСЬ СЕЙЧАС!

www.geomodel.ru



КАЛЕНДАРЬ 2024

НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ



1 - 6
апреля
2024 / Сочи

13-я Международная научно-практическая конференция

Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов.

3 - 8
июня
2024 / Сочи

12-я Международная научно-практическая конференция

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы.

23 - 28
сентября
2024 / Сочи

19-я Международная научно-практическая конференция

Современные технологии строительства и капитального ремонта скважин. Перспективные методы увеличения нефтеотдачи пластов.

21 - 26
октября
2024 / Сочи

Международная научно-практическая конференция

Инженерные изыскания. Современные технологии и перспективы развития.



В рамках конференций пройдут рабочие заседания, выступления ведущих экспертов нефтегазовой отрасли, круглые столы, семинары, торжественные фуршеты в честь открытия конференций, спортивные соревнования и экскурсионная программа.



В случае введения ограничительных мер на проведение массовых мероприятий в связи с пандемией коронавируса место и время проведения может быть изменено.



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ПАРНЕР ПРОЕКТА

ОРГАНИЗАТОР ПРОЕКТА



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

**+7 (861) 212 85 85****info@oilgasconference.ru****oilgasconference.ru**

КРАТКИЕ ПРАВИЛА ПУБЛИКАЦИИ НАУЧНЫХ СТАТЕЙ В ЖУРНАЛЕ «ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА»

1. К статье, направляемой в редакцию, необходимо приложить сопроводительное письмо на бланке или с печатью организации.

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

- лично автором;
- отправлена по почте на адрес редакции или по электронной почте info@oilandgasgeology.ru.

3. Рекомендуемый объем статьи не должен превышать одного авторского листа (40 тыс. знаков):

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

- общий файл с полным текстом статьи и с последовательно размещенными по порядку упоминания графическими приложениями (рисунками и таблицами);
- папку с текстовым файлом (без рисунков) и с исходными файлами рисунков и таблиц (каждое графическое изображение — отдельным файлом);
- сведения об авторах (имя, отчество и фамилия, место работы каждого автора, должность, ученая степень, номера служебного/домашнего и мобильного телефонов, e-mail; также настоятельно рекомендуется предоставлять **ORCID ID** и **SCOPUS ID**);
- ключевые слова и **две аннотации** на русском языке (первая аннотация стандартная, объем 90–150 слов; вторая — для перевода на английский язык, более подробная, объем 150–250 слов). Аннотации должны быть содержательными, включать полученные данные, выводы.

5. Правила оформления текста.

- Текст статьи набирается через 1,5 интервала в текстовом редакторе Word, шрифт Times New Roman.
- Перед заглавием статьи указывается шифр согласно универсальной десятичной классификации (УДК).
- Единицы измерения в статье следует давать в Международной системе единиц (СИ).
- Аббревиатуры в тексте, кроме общепринятых, не допускаются.

6. Правила написания математических формул.

- В статье приводятся лишь самые главные, итоговые формулы.
- Математические формулы нужно набирать, точно размещая знаки, цифры, буквы.
- Все использованные в формуле символы следует расшифровывать.
- Математические обозначения, символы и простые формулы набираются основным шрифтом статьи, сложные формулы — в **MathType**. Нумеруются только те формулы, на которые есть ссылки в тексте. Русские и греческие буквы в формулах и тексте, а также химические элементы набираются прямым шрифтом, латинские буквы — курсивом.

7. Правила оформления рисунков и таблиц.

- Все рисунки и таблицы, взятые из уже опубликованных источников или электронных ресурсов (даже доработанные), в подписи обязательно должны иметь **ссылку** на страницу источника, название, автора и год издания. Если информация дополнена авторами, добавляется комментарий «с изменениями».

- Рисунки в тексте должны иметь только необходимые элементы; лишние, ненужные для данной статьи элементы должны быть удалены (включая скрытые слои в CorelDRAW).

- Все текстовые обозначения на рисунках даются только на русском языке и в **редактируемом** виде.

- **Допустимые растровые изображения: фотоснимки.** Рекомендуемое разрешение — 300 dpi, формат — TIFF, JPEG режим CMYK.

- Отсканированные карты, схемы и другие изображения должны быть высокого качества. Отсканированные таблицы, обозначаемые в тексте автором как рисунки, рекомендуется переформатировать в редактируемые таблицы (Microsoft Word или CorelDRAW).

- **Графики и диаграммы** принимаются только в редактируемом виде (рекомендуемые форматы Microsoft Excel (.xls, .xlsx), CorelDRAW (.cdr), Adobe Illustrator (.ai, .eps)).

- **Карты, схемы и другие векторные изображения** рекомендуется предоставлять в форматах программ CorelDRAW и Adobe Illustrator.

- **Фактический размер рисунка не должен превышать формат A4 (книжная ориентация, 210×297 мм).**

- **Не рекомендуется** предоставлять графику в форматах PowerPoint, Microsoft Word.

- **Оформление таблиц.** Таблицы набираются в формате Word или CorelDRAW. Примечания внутри таблицы не даются, используются сноски ко всей таблице или отдельным ее показателям. Все таблицы должны иметь названия и сквозную нумерацию. Сокращение слов не допускается.

- В тексте следует давать ссылки на все рисунки и таблицы. При первой ссылке — рис. 1, табл. 1; при повторных — см. рис. 1, см. табл. 1.

8. Правила рецензирования и опубликования.

- Поступающие в редакцию статьи проходят «**слепое рецензирование**»; рецензент оценивает соответствие статьи тематике журнала, актуальность темы и новизну изложенного в статье материала. В заключение он делает вывод о целесообразности опубликования статьи в журнале.

- Плата за публикацию статьи с авторов не взимается.

9. Не допускается дублирование статей, переданных для публикации (или уже опубликованных), в других изданиях или размещенных в Интернете.

10. Правила оформления списка литературы.

- Библиографический список дается в конце статьи.
- Ссылки на упомянутые и так или иначе использованные при написании статьи источники в тексте обязательны и даются в квадратных скобках.
- Ссылки на диссертации, отчеты и неопубликованные работы не допускаются.
- Список литературы должен включать минимум 10 источников (современных, давностью не более 10 лет). Также желательно наличие ссылок на актуальные зарубежные исследования по тематике.
- Список литературы составляется в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008.
- Нумерация источников дается в порядке упоминания.

GUIDELINES FOR AUTHORS

of Scientific and Technical journal “Geologiya nefti i gaza” (“Russian Oil and Gas Geology”)

1. The article sent to the editor's office should be accompanied by cover letter on letterhead or bearing the seal of your organization.

2. Ways to deliver your article to the editor's office:

- Personally by the Author;
- Sent by mail to the editor's office address, or by email info@oilandgasgeology.ru.

3. Recommended length of the article should not exceed author's sheet (40,000 ens):

- Recommended number of figures in the article: no more than 10.

4. The materials submitted should include:

- File containing full text of the article with graphical annexes (figures and tables) placed in the order they are mentioned in the text;
- Folder containing text file (with no figures) and files of figures and tables (each graphic picture in a separate file);
- Information about the each of the authors (full name (first name, patronymic, and last name), place of work, position, academic degree, office/home and mobile phone numbers, e-mail; we highly recommend to provide ORCID ID and SCOPUS ID);
- Key words and two abstracts in Russian (first Annotation is conventional, 90–150 words long; second Annotation will be translated into English, it should be more detailed, 150–250 words long). Annotations must be meaningful, including the obtained results and conclusions.

5. Text formatting rules:

- Prepare text in MS Word with line spacing 1.5 pt; font Times New Roman.
- Precede the article name with UDC (universal decimal classification) code.
- Use International System of Units (SI) for units of measure.
- Do not use abbreviations in the text, except for those generally accepted.

6. Rules for mathematical formulas presentation:

- Include only most important, resulting formulas.
- Write mathematical formulas with accurate placing of signs, numbers, and letters.
- Explain all the symbols used in a formula.
- Type mathematical notations, symbols, and simple formulas using the main font of the article; use **MathType** to write complicated formulas. Number only those formulas that are referenced in the text. Write Russian and Greek symbols in formulas and text, as well as chemical elements, in Normal (Roman) font style; Latin symbols in Italic.

7. Figures and Tables formatting rules:

- Add **link** to the source page, name, author and year of publication to your figure/table caption in the case you use figure(s) and/or table(s) taken from the already published sources or electronic media (even those you have modified). Add comment “modified” in the case the information is supplemented by the authors.

- Leave only necessary elements in figures; remove all the elements unnecessary and superfluous in the context of the article (including the hidden layers in CorelDRAW images).

- Give text labels in the figures only in Russian, and in **editable format**.

- **Acceptable raster (bitmapped) images: photographs/snapshots.** Recommended resolution: 300 dpi; TIFF/JPEG format; CMYK colour mode.

- Scanned maps, schemes, and other images should be of high quality. We recommend to convert the scanned tables the author refer to as figures into **editable tables** (Microsoft Word or CorelDRAW).

- Submit **graphs and diagrams** in editable form only (recommended formats Microsoft Excel (.xls, .xlsx), CorelDRAW (.cdr), Adobe Illustrator (.ai, .eps)).

- We recommend to submit **maps, schemes, and other vector images** in CorelDRAW и Adobe Illustrator formats.

- **The actual image size must not exceed A4 paper size (portrait orientation, 210×297 mm).**

- We **do not recommend** to submit images in PowerPoint or Microsoft Word formats.

- **Tables formatting.** Submit tables in MS Word or CorelDRAW formats. Do not add notes inside the table; use endnote to entire table or its separate elements. All the tables should have names and continuous numbering. Do not clip words.

- The text should contain references to all figures and tables. In the first reference — Fig. 1 / Table 1; in the next references — see Fig. 1 / see Table 1.

8. Review and publication rules:

- We send all the submitted articles for **blind review**; reviewer examines the article for compliance with the topics of the journal and novelty of the material discussed in the article. As a result, he/she makes a decision whether the article is appropriate to be published in the journal.
- Publication of article is free for authors.

9. It is prohibited to duplicate articles submitted for publication (or already published) in the other journals/proceedings/books/etc. or posted on the Internet.

10. References formatting rules:

- Provide the references at the end of the article.
- References to the sources mentioned or somehow used in writing the articles are mandatory; enclose them in square brackets.
- References to theses, reports, and unpublished works are formed enclosed in round brackets within text of the article without mentioning in references.
- References should include at least 10 sources (recent, not more than 10 years old). References to the topical foreign researches on the subject are desirable.
- Reference formatting should comply with GOST R 7.0.5-2008.
- Number the sources in the order they are mentioned in the article.