

ИНТЕРЭКСПО

ISSN 2618-981X

ГЕО-СИБИРЬ

XVII Международный научный конгресс

Форум № 1 в России

Сборник материалов в 8 т.

Т. 2

Международная научная конференция

**Недропользование. Горное дело.
Направления и технологии поиска,
разведки и разработки месторождений
полезных ископаемых. Экономика.
Геоэкология**

№ 1

**Новосибирск
2021**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Сибирский государственный университет геосистем и технологий»
(СГУГиТ)

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ

XVII Международный научный конгресс

Сборник материалов в 8 т.

Т. 2

Международная научная конференция

**«НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ГОРНОЕ ДЕЛО.
НАПРАВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА,
РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ЭКОНОМИКА.
ГЕОЭКОЛОГИЯ»**

№ 1

Новосибирск
СГУГиТ
2021

Ответственные за выпуск:

Доктор геолого-минералогических наук, академик РАН, главный научный сотрудник
Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск

А. Э. Конторович

Доктор технических наук, академик РАН, академик РАН, главный научный сотрудник
Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск

М. И. Энов

Доктор технических наук, директор Института нефтегазовой геологии и геофизики
им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

И. Н. Ельцов

Кандидат технических наук, врио директора Института горного дела
им. Н. А. Чинакала СО РАН, г. Новосибирск

А. П. Хмелинин

Кандидат геолого-минералогических наук, исполнительный директор
АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии,
геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск

М. Ю. Смирнов

Начальник департамента по недропользованию по Сибирскому федеральному округу
Федерального агентства по недропользованию «Роснедра», г. Новосибирск

А. И. Неволько

С26 Интерэкспо ГЕО-Сибирь. XVII Междунар. науч. конгр., 19–21 мая 2021 г.,
Новосибирск [Текст] : сб. материалов в 8 т. Т. 2 : Междунар. науч. конф.
«Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки
и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкологи-
гия». – Новосибирск : СГУГиТ, 2021. № 1. – 368 с. – ISSN 2618-981X

DOI: 10.33764/2618-981X-2021-2-1

В сборнике опубликованы материалы XVII Международного научного конгресса
«Интерэкспо ГЕО-Сибирь», представленные на Международной научной конференции
«Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разра-
ботки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология».

Печатается по решению редакционно-издательского совета СГУГиТ

Материалы публикуются в авторской редакции

УДК 622.3

© СГУГиТ, 2021

ОСОБЕННОСТИ КОНФИГУРАЦИИ ОЗЕР ЮГА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ В СВЯЗИ С ПРОБЛЕМОЙ ПРОИСХОЖДЕНИЯ ГРИВНОГО РЕЛЬЕФА

Александр Леович Бейзель

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, тел. (383)3343326, e-mail: beiselal@ipgg.sbras.ru

Евгений Сергеевич Соболев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, тел. (383)3343326, e-mail: soboleves@ipgg.sbras.ru

На юге Западной Сибири имеются озера специфической формы – каплевидные, с выпуклой округлой стороной, обращенной на северо-восток и заостренным концом – на юго-запад. Они встречаются только в ареале распространения гривного рельефа. Существует полный постепенный переход от симметричных «капель» через в разной степени асимметричные к особым формам – озерам-«ретортам». Горловины «реторт» закручены против часовой стрелки. Асимметричные озера предварительно интерпретируются как результат вихревых течений в сплошном потоке Гроссвальда.

Ключевые слова: Западная Сибирь, гривы, каплевидные озера

FEATURES OF THE CONFIGURATION OF LAKES IN THE SOUTH OF WESTERN SIBERIA IN CONNECTION WITH THE PROBLEM OF THE ORIGIN OF THE GRIVAS TOPOGRAPHY

Alexander L. Beisel

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)3343326, e-mail: beiselal@ipgg.sbras.ru

Evgeny S. Sobolev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)3343326, e-mail: soboleves@ipgg.sbras.ru

In the south of Western Siberia, there are lakes of a specific shape – teardrop-shaped, with a convex rounded side facing northeast and a pointed end-to the southwest. They are found only in the distribution area of the definite grivas relief. There is a complete gradual transition from symmetrical "drops" through to varying degrees asymmetric to special forms-lakes - "retorts". The necks of the "retorts" are twisted counterclockwise. Asymmetrical lakes are tentatively interpreted as the result of vortex currents in the Grosswald continuous flow.

Keywords: Western Siberia, grivas, teardrop lakes

В течение ряда лет авторами разрабатывается инициативная тема о происхождении гривного рельефа Барабы и в целом юга Западной Сибири. Интерес к этой тематике пережил длительный циклический спад, когда произошла смена

поколений исследователей. Однако в последнее время отмечается активизация работ и оживление дискуссий новыми коллективами и на новой основе. Толчком к этому послужило появление современных технологий дистанционных исследований земной поверхности с помощью сервисов Гугл-карты и Гугл-Планета Земля. Кроме того, основной ареал гривного рельефа находится в Новосибирской области, совсем рядом, что позволяет получать новые результаты при минимуме затрат.

Главной своей целью авторы ставят решение частной задачи: определить направление вектора ведущего гривообразующего фактора – на северо-восток или на юго-запад? Концептуально задача связана с решением в пользу эоловой либо водной групп гипотез формирования грив. Ее можно решить общегеологическими методами и получить дополнительные аргументы, не зависящие от детального изучения состава пород, биотической составляющей, геохимии и пр.

Первоначально ставка была сделана нами на изучение внутреннего строения, слоистости слагающих гривы отложений. Однако полученные данные и анализ литературы показали, что крупные косые серии в строении грив могут иметь самые разные элементы залегания [1, 2]. Иначе говоря, строгая линейность и направление простирания грив не зависят от направления падения слоев. Этот своего рода парадокс требует отдельной интерпретации в рамках общей гипотезы, и потенциально может способствовать определению вектора.

Другим фактором, проливающим свет на направление главного вектора, является тесная связь гривного рельефа с древними ложбинами стока [3]. Разумеется, она была известна давно и использовалась в качестве аргумента сторонниками водного происхождения грив. Однако представить себе образование грив за счет действия обычных поверхностных водотоков было невозможно. Гривы прямолинейны, параллельны друг другу, не ветвятся, а главное, они «игнорируют» локальный рельеф. Общая конфигурация гривного рельефа ничем не напоминает рисунок гидросети. Ясно, что фактор был покровным, «надрельефным», общим для всего региона. В принципе таким фактором мог быть ветер, но в этом случае вектор трансфера материала должен быть направлен с запада на восток. Ситуация изменилась после появления работы М.Г. Гросвальда [4] о гидросферных катастрофах на севере Евразии. В ней обосновано явление региональных затоплений, в условиях которых сплошной водный поток, направленный в Западной Сибири с северо-востока на юго-запад, создавал специфические формы рельефа – гривы. Более того, эти потоки имеют прямое отношение к происхождению озер. М.Г. Гросвальд предположил, что они были созданы термокарстом и что такое широкое развитие термокарстовых форм на юге Западной Сибири, за тысячи километров от области оледенения, явилось следствием евразийских гидросферных катастроф, которые происходили в позднем плейстоцене (см. далее).

Авторам удалось найти дополнительные независимые данные в пользу существования потоков Гросвальда – это серии продольных ветвящихся борозд в верхней части грив [3]. Разного рода западины, осложняющие поверхность грив, также были известны предшествующим исследователям. Однако в полной мере установить их морфологию и оценить значение для формирования рельефа

удалось лишь с помощью космоснимков, а также современных дронов, позволяющих снимать их с воздуха. Для борозд характерно веерообразное расщепление в юго-западных окончаниях грив, что является сильным аргументом в пользу направления действующего вектора с северо-востока на юго-запад.

Существует еще один элемент ландшафта, важность которого для расшифровки грив до сих пор не оценено – это многочисленные озера, развитые на юге Западной Сибири [5]. Большинство из них имеет изометричную округлую форму, из-за чего они получили название блюдцеобразных. Однако в ареалах развития гривного рельефа наряду с блюдцеобразными имеют место озера специфической формы – «каплевидные». Они действительно имеют форму капель, обращенных округлой выпуклой стороной на северо-восток, а заостренным окончанием – на северо-запад (рис. 1). В Западной Сибири имеются сотни тысяч озерных водоемов, особенно многочисленных на севере региона, но каплевидные озера встречаются только на юге региона вместе с гривами и таким образом являются парагенетическим признаком гривного рельефа.



Рис. 1. Типичные каплевидные озера: оз. Горькое вблизи д. Зюзя Барабинского района (слева) и оз. Багбагай в Здвинском районе НСО (справа).

Детальный анализ космоснимков показывает, что большинство каплевидных озер, в той или иной мере, асимметричны относительно своей продольной оси. В большинстве случаев сторона, обращенная на юго-восток, более выпуклая, чем северо-западная. В отдельных случаях эта асимметрия нарастает, и в конечном итоге получаются озера, названные нами «озера-реторты», поскольку их контур напоминает известный химический сосуд. При этом горловины реторт всегда находятся с северо-западной стороны водоема и обращены на юго-запад, куда направлены заостренные концы капель. Можно говорить, что эти озера напоминают маленький вихрь и закручены против часовой стрелки. У некоторых озер-реторт имеется по два выходных канала: кроме горловины реторты есть и «основной» сточный канал, приуроченный к осевой части межгривной ложбины. Таким образом, эти каналы развиваются независимо друг от друга.

Количество каплевидных озер оценить трудно, как и вообще озерных водоемов в данной местности. Но в целом величину можно оценить в несколько десятков. Во-первых, они подвержены зарастанию, и порой трудно отличить озеро от «не озера». Во-вторых, между ними есть взаимопереходы. В полной выборке озерных водоемов можно проследить совершенно постепенный переход от округлых «блюдец» к симметричным «каплям» и далее через в разной степени асимметричные каплевидные озера к «ретортам». На рис. 2 показана группа озер различных типов, собранных в одном месте. Здесь нет только идеального «блюдца». Ярко выраженные «реторты» могут находиться как полностью внутри грив, так и частично, либо целиком в межгривной ложбине.



Рис. 2. Группа каплевидных озер, расположенных между озерами Сартлан и Тандово (НСО):

1 – каплевидное озеро внутри гривы, 2 – аналогичное озеро в межгривной ложбине, 3-5 – в различной степени асимметричные каплевидные озера, 6 – озеро-«реторта» внутри гривы, 7 – озеро-«реторта» с двумя стоковыми каналами в межгривной ложбине, 8 – координаты фиксированной точки.

При интерпретации представленных данных по конфигурации озер мы исходим из того, что котловины каплевидных озер образовались в результате действия потоков Гросвальда. По М.Г. Гросвальду [4] огромные массы воды, вырвавшиеся из-под мощного ледникового покрова над замкнутым и значительно опресненным Ледовитым океаном-озером, должны были отрывать и подхватывать ледяные глыбы и выносить их далеко на юг и юго-запад. В результате южные окраины Западной Сибири оказывались завалены льдом, который затем погребался песком и илом, а при вытаивании создавал ландшафты озерного термокарста. Симметричные каплевидные озера формировались за счет обтекания водой «застывших на мели» ледяных глыб. Асимметричные каплевидные озера обязаны своим происхождением вихревым течениям – водоворотам, возникавшим при столкновении потоков с препятствиями.

Эти выводы следует считать предварительными. Для решения проблемы генезиса гривного рельефа требуются дальнейшие исследования.

Исследование выполнено в рамках проекта ФНИ № № 0331-2019-0004.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Балабай Я.Я. Происхождение гривного рельефа Западно–Сибирской низменности // Землеведение. – 1936. – Т. 38. – Вып. 1. – С. 106–122.
2. Бейзель А.Л., Соболев Е.С., Ян П.А. Новые данные по проблеме происхождения гривного рельефа юга Западной Сибири // ГЕО-Сибирь-2019. Т. 2. № 1. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: сб. материалов XV Международного научного конгресса, Новосибирск, 22-26 апреля 2019 г. – 2019. – С. 3-9.
3. Бейзель А.Л., Соболев Е.С. «Восточный перенос» как главный аргумент в пользу водного происхождения гривного рельефа юга Западной Сибири // Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: сб. материалов XVI международной конференции, Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г. – 2020. – С. 21-30.
4. Гросвальд М.Г. Евразийские гидросферные катастрофы и оледенение Арктики. – М.: Научный мир, 1999. – 120 с.
5. Савченко Н.В. Озёра южных равнин Западной Сибири. – Новосибирск: ИПА СО РАН. – Изд. СибУПК, 1997. – 297 с.

REFERENCES

1. Balabaj Ya. Ya. Proiskhozhdenie grivnogo rel'efa Zapadno–Sibirskoj nizmennosti // Zemlevedenie. – 1936. – T.38. – Vyp. 1. – S. 106–122.
2. Beisel A.L., Sobolev E.S., Yan P.A. Novyye dannyye po probleme proiskhozhdeniya grivnogo rel'yefa yuga Zapadnoy Sibiri // GEO-Sibir'-2019. T. 2. № 1. Nedropol'zovaniye. Gornoye delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopaemykh. Ekonomika. Geoekologiya: sb. materialov XV Mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa, Novosibirsk, 22-26 aprel'ya 2019 g. – 2019. – S. 3–9.
3. Beizel A.L., Sobolev E.S. «Vostochnyj perenos» kak glavnyj argument v pol'zu vodnogo proiskhozhdeniya grivnogo rel'efa yuga Zapadnoy Sibiri // Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznykh iskopaemykh. Ekonomika. Geoekologiya: sb. materialov XVI mezhdunarodnoj konferencii, Novosibirsk, 20-24 aprelya 2020 g. – 2020. – S. 21-30.
4. Grosvald M.G. Evrazijskie gidrosfernye katastrofy i oledenenie Arktiki. – M.: Nauchnyj mir, 1999. – 120 s.
5. Savchenko N.V. Ozyora yuzhnyh ravnin Zapadnoy Sibiri. – Novosibirsk: IPA SO RAN. – Izd. SibUPK, 1997. – 297 s.

© А. Л. Бейзель, Е. С. Соболев, 2021

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ ГЫДАНСКОЙ, ЯМАЛЬСКОЙ И НАДЫМ-ПУРПЕЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА БАЗЕ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D

Владимир Николаевич Бородкин

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625026, Россия, г. Тюмень, улица Таймырская, 74, д.г.-м.н., главный научный сотрудник, zsf-ingg.ru; Тюменский индустриальный университет, 625000, Россия, г. Тюмень, улица Володарского 38, кафедра «Геология месторождений нефти и газа», профессор

Олег Аркадьевич Смирнов

ООО «ИНГЕОСЕРВИС», 625019, Россия, г. Тюмень, улица Республики, 211, к.г.-м.н., главный геолог, e-mail: osmirnov@ingeos.info

В статье приведен краткий обзор представлений на стратификацию разреза неокомских отложений. За основу при геологическом моделировании вместо свитных подразделений приняты сейсмofациальные комплексы, включающие в прибрежно-мелководной зоне резервуары, в относительно глубоководной зоне - изохронные клиноформные образования ачимовской толщи. В пределах исследованной территории представлена характеристика установленной нефтегазоносности комплекса, на базе сейсморазведки 3D выделены перспективные объекты, дана их сейсмогеологическая характеристика.

Ключевые слова: Западная Сибирь, литофациальный район, сейсмокомплекс, клиноформа, перспективный объект

ASSESSMENT OF THE OIL AND GAS POTENTIAL PROSPECTS OF THE NEOKOMIAN SEDIMENTS IN THE JOINT ZONE OF THE GYDAN, YAMAL AND NADYM-PURPEY OIL AND GAS BEARING REGIONS OF WESTERN SIBERIA ON THE BASIS OF 3D SEISMIC SURVEY

Vladimir N. Borodkin

West Siberian branch of the Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625026, Russia, Tyumen, 74, Taimyrskaya st., Dr. Sc., Chief Scientist, zsf-ingg.ru; Tyumen Industrial University (TIU), Russia, 625000, Tyumen, 38, Volodarskogo st., Department of Geology of oil and gas fields, Professor

Oleg A. Smirnov

LLC "INGEOSERVICE", 625019, Russia, Tyumen, 211, Respubliki st., PhD, Chief geologist, e-mail: osmirnov@ingeos.info

The article presents a brief overview of the views on the stratification of the section of the neocomian deposits. As a basis for geological modeling, instead of formation units, seismic facies complexes were taken, including reservoirs in the coastal shallow-water zone, in a relatively deep-water zone - isochronous cliniform formations of the achimov strata. Within the researched territory, the characteristic of the established oil and gas potential of the complex is presented, on the basis of 3D seismic survey, perspective objects are identified, and their seismogeological characteristics are given.

Keywords: Western Siberia, lithofacies area, seismic complex, clinoform, perspective object

Неокомская стратиграфическая схема Западной Сибири, начиная с Межведомственного регионального стратиграфического совещания 1990 г. (МРСС-90), включает отложения берриаса, валанжина, готерива и нижнего апта.

История стратификации неокомских отложений Западной Сибири охватывает два основных этапа, включающих в себя представление о геологическом строении берриас-нижнеаптской части разреза: первый связан с моделью компенсированного осадконакопления, второй – с относительно глубоководной клиноформной моделью строения [1, 2, 3].

Для неокомских образований Тюменской области, согласно МРСС-90, выделено двадцать ЛФР, где в качестве основных единиц выступают 34 свиты.

Современное состояние изученности нижнемеловых толщ Западной Сибири и стратиграфические исследования, проводимые различными организациями и исследователями, указывают на ряд противоречий, заложенных в свитном расчленении неокомского разреза [4].

На VI Межведомственном стратиграфическом совещании по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003) предложена и наиболее полно подготовлена схема, в которой представлена клиноформная модель строения неокома, разработанная А.Л. Наумовым в 70-х годах прошлого столетия [3].

В связи с клиноформной моделью строения неокома нами [5] вместо свитных подразделений предложено выделять сейсмофациальные комплексы, включающие в прибрежно-мелководной зоне резервуары, в относительно глубоководной - изохронные клиноформные образования ачимовской толщи, с присвоением им своих названий по имени перекрывающих глинистых пачек (рис. 1).

Характеристика геологической модели и перспектив нефтегазоносности комплекса

Волновая картина неокомского разреза в границах района исследований характеризуется ярко выраженным клиноформным строением, обусловленным формированием отложений в условиях некомпенсированного бокового наращивания осадочного палеобассейна [7].

В связи с тем, что район работ находится в зоне сочленения трех литолого-фациальных районов (ЛФР) (Ямальский, Гыданский, Уренгойский), то при стратификации разреза неокома нами [8] (Бородкин и др., 2007) была выполнена корреляция вдоль линии 106 регионального сейсмического профиля через стратотип пластов БУ (скв. 17, Уренгойская) с переходом корреляцией на стратотип пластов БГ (скв. 25 Тота-Яхинской площади) [9].

В границах проведения работ на базе сейсморазведки 3D в разрезе неокомского комплекса выявлено 13 перспективных ловушек УВ, сейсмогеологическая характеристика ряда ловушек УВ представлена ниже с учетом их площадного распространения в пределах района исследований.

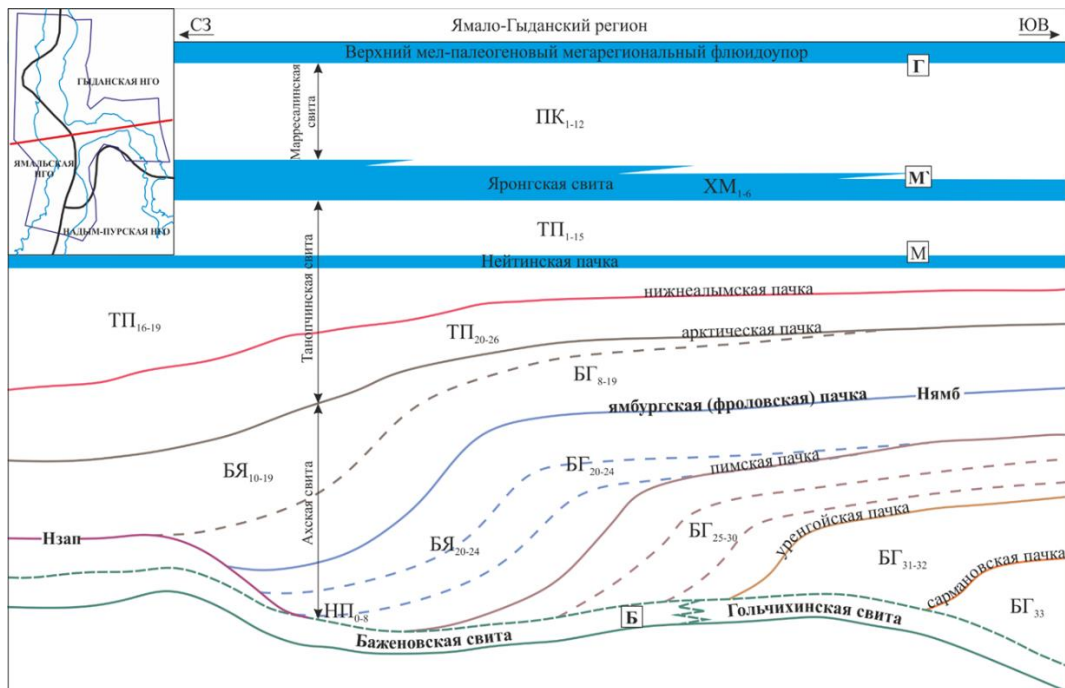


Рис. 1. Принципиальная схема сейсмофациальных комплексов мела Ямало-Гыданского ЛФР [6]

Новопортовская ловушка УВ выделена в западной части района работ, на Новопортовской площади. На временных сейсмических разрезах 3D во временном окне 1350-1600 мс выделена и закартирована аномалия сейсмической записи типа «яркое пятно» (рис. 2). На атрибутивных разрезах сейсмическая аномалия проявляется достаточно уверенно, AVO-анализ показал, что объект относится к газонасыщенным породам (см. рис. 2), что подтверждено результатами испытаний в скв. 171 Новопортовская.

Центрально-Парусовая ловушка УВ закартирована в юго-восточной части района исследований. На временных сейсмических разрезах выделена аномалия сейсмической записи типа «яркое пятно» в интервале 2200-2300 мс в фондоформной части разреза.

Объект осложнен тектоническими нарушениями. Результаты AVO-анализа позволяют сделать вывод, что объект газонасыщен. Ловушка УВ литологического типа.

БлижнеНовопортовская группа ловушек УВ закартирована в западной части района работ, в пределах Южно-Каменномысской площади. На временных сейсмических разрезах в интервале 1850-2100 мс выделены несколько аномалий сейсмической записи. Результаты выполненного AVO-анализа позволяет сделать вывод, что объект газонасыщен.

Северо-Харвутинская ловушка установлена в южной части района исследований, в границах Ямбургской площади. На временных сейсмических разрезах выделена аномалия типа «яркое пятно» в интервале 2350-2550 мс. Результаты AVO-анализа подтверждают перспективность выделенного объекта. Ловушка

УВ локализована с использованием карты среднеквадратичных амплитуд, литологического типа.

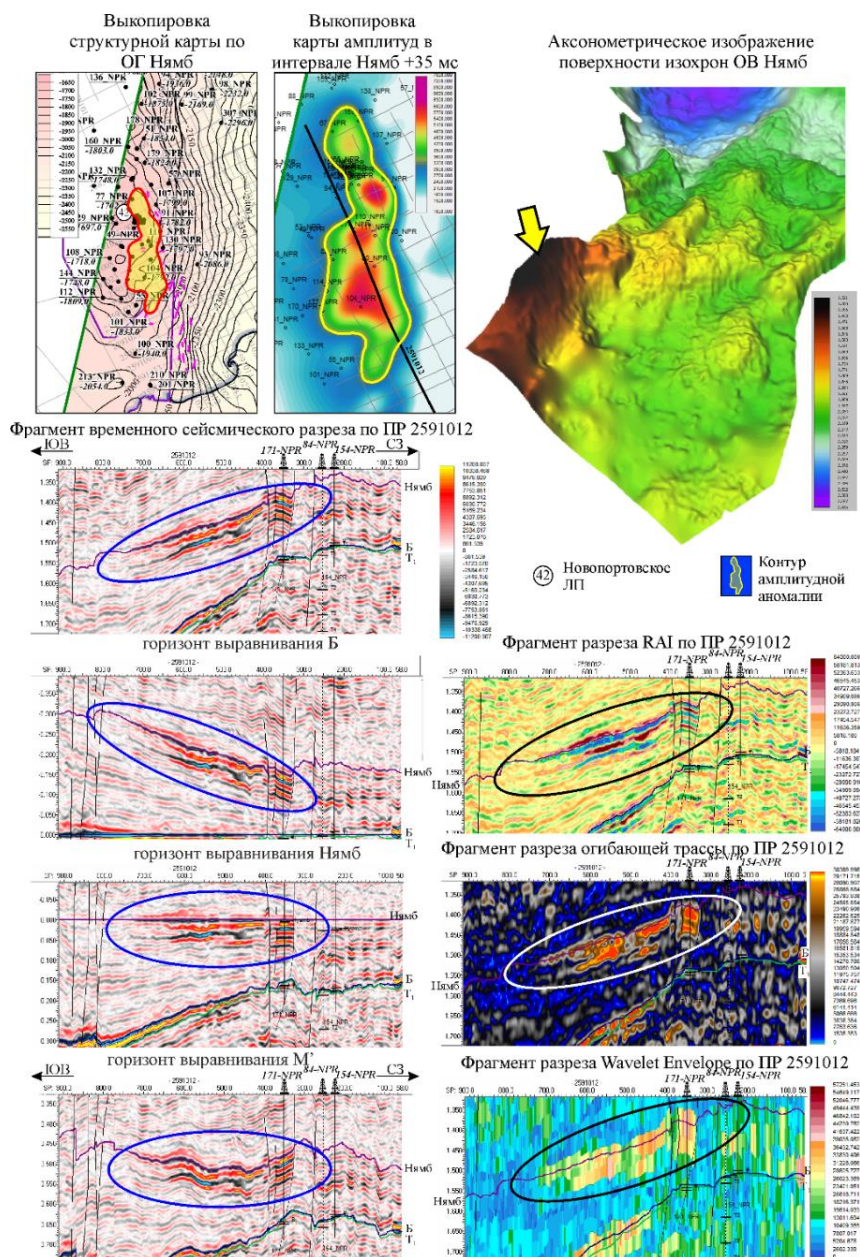


Рис. 2. Сейсмогеологическая характеристика перспективных объектов в интервале неокомских отложений. Новопортовская

Северо-Сеяхинская ловушка УВ выявлена в северо-западной части площади работ в границах трех близкорасположенных участков недр (Ниливойский, Западно-Сеяхинский и Сеяхинский). На временных сейсмических разрезах в интервале 2170-2350 мс контрастно выражена аномалия сейсмической записи типа «яркое пятно» в клиноформной части разреза неокома. Тип ловушки – литологический.

Южно-Поворотная ловушка УВ расположена в районе Южно-Поворотного локального поднятия, в пределах нераспределенного фонда недр. Перспективный объект представлен аномалией повышенных значений амплитуд.

На разрезах относительного акустического импеданса объект выделяется на фоне дифференцированного распределения значений параметра. Аналогом данной аномалии может служить объект Новопортовский (см. рис. 2) с доказанной продуктивностью, литологического типа.

Угловая ловушка УВ выявлена в восточной части района исследований, в пределах Гыданского полуострова на нераспределённом фонде недр в границах Углового локального поднятия. На сейсмических разрезах локализована амплитудная аномалия типа «яркое пятно» в интервале 2050-2150 мс. Сейсмогеологическая характеристика ловушки УВ представлена на рис. 3. Ловушка литологического типа.

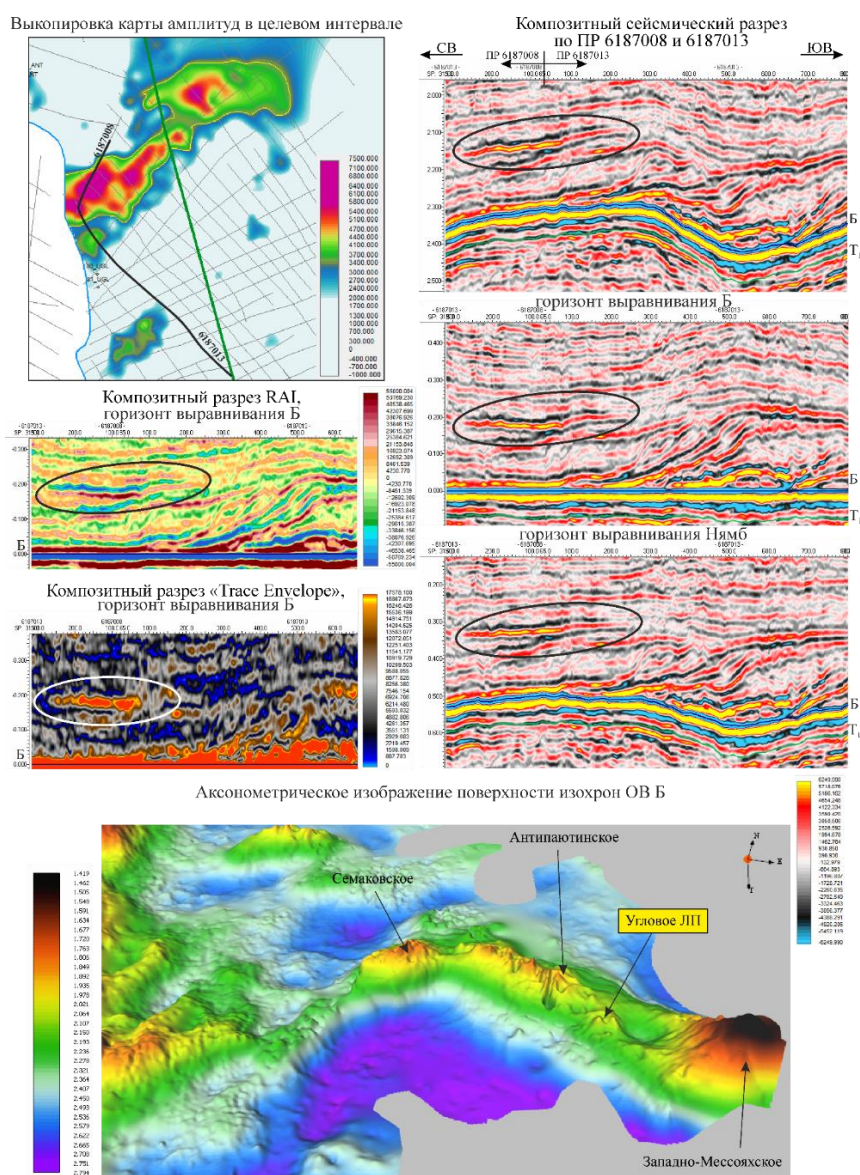


Рис. 3 Сейсмогеологическая характеристика перспективного объекта в интервале неокомских отложений. Угловая 1

Таким образом, на основании комплексного анализа материалов сейсморазведки 3D и бурения в пределах исследованной территории были выявлены перспективные объекты в палеозойских, триасовых [10] и юрских [11] образованиях, но наибольшее количество ловушек УВ подготовлено в неокомском комплексе.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Эволюция взглядов на стратификацию разреза неокома Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 1. – С. 7-19.
2. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Исторические аспекты стратификации разреза нижнемеловых отложений Западной Сибири // Европейские прикладные науки: Современные подходы в научных исследованиях: сб. материалов I Международной конференции, Штутгарт. – 2012, Т. 1. – С. 22-24.
3. Наумов А.Л., Онищук Т.М., Биншток М.М. Об особенностях формирования разреза неокомских отложений Среднего Приобья // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. – Тюмень: ТИИ, 1977. – С. 39–49.
4. Нестеров И.И. (мл.), Бородкин В.Н., Милецкая К.А. Нижнемеловые стратоны и клиноформная модель строения Западной Сибири // Меловая система России и ближнего зарубежья: Проблемы стратиграфии и палеогеографии: сб. материалов IV Всероссийского совещания, Новосибирск, Изд-во СО РАН. – 2008. – С. 132-135.
5. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Материалы к уточнению стратиграфической схемы берриас-нижнеаптских отложений с учетом клиноформного строения разреза // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 12. – С. 36-42.
6. Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Пономарева Е.В., Попова Н.И., Шапорина М.Н. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 29-51.
7. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск: СО РАН, 2015. – 300 с.
8. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Стратиграфо-корреляционная основа геологического моделирования нижнемеловых отложений Гыданской нефтегазоносной области севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 3. – С. 12-19.
9. Нестеров И.И. (мл.), Ордин В.А., Пенягин П.В., Красильникова Е.С., Клименко Д.В., Хорошева О.Н. Гипостратотипический разрез пластов группы БГ Гыданского литофациального подрайона // Горные ведомости. – 2005. – № 3. – С. 20—25
10. Смирнов О.А., Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Лукашов А.В., Плетнева А.Д., Погрецкий А.В. Характеристика геологического строения, оценка перспектив нефтегазоносности палеозойского и триасового комплексов зоны сочленения Ямальской, Гыданской и Надым–Пурской нефтегазоносных областей Западной Сибири по данным сейсморазведки 2D, 3D // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 8. – С. 19-20.
11. Бородкин В.Н., Смирнов О.А., Курчиков А.Р., Лукашов А.В., Тепляков А.А., Галинский К.А., Погрецкий А.В. Модель строения и перспективности нефтегазоносности юрского регионального комплекса в зоне сочленения Гыданского, Тазовского полуостровов и полуострова Ямал Западной Сибири по данным сейсморазведки 3D // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 2. – С. 38-52.

REFERENCES

1. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. Evolyuciya vzglyadov na stratifikaciyu razreza neokoma Zapadnoj Sibiri // *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij*. – 2011. – № 1. – S. 7-19.
2. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. Istoricheskie aspekty stratifikacii razreza nizhnemelovyh otlozhenij Zapadnoj Sibiri // *Evropejskie prikladnye nauki: Sovremennye podhody v nauchnyh issledovaniyah: sb. materialov I Mezhdunarodnoj konferencii, SHTutgart*. – 2012, T. 1. – S. 22-24.
3. Naumov A.L., Onishchuk T.M., Binshtok M.M. Ob osobennostyah formirovaniya razreza neokomskih otlozhenij Srednego Priob'ya // *Geologiya i razvedka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri*. – Tyumen': TII, 1977. – S. 39–49.
4. Nesterov I.I. (ml.), Borodkin V.N., Mileckaya K.A. Nizhnemelovye strotony i klinoformnaya model' stroeniya Zapadnoj Sibiri // *Melovaya sistema Rossii i blizhnego zarubezh'ya: Problemy stratigrafii i paleogeografii: sb. materialov IV Vserossijskogo soveshchaniya, Novosibirsk, Izd-vo SO RAN*. – 2008. – S. 132-135.
5. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. Materialy k utochneniyu stratigraficheskoy skhemy berrias-nizhneaptskih otlozhenij s uchetom klinoformnogo stroeniya razreza // *Geologiya i geofizika*. – 2010. – T. 51. – № 12. – S. 36-42.
6. Kazanenkov V.A., Ershov S.V., Ryzhkova S.V., Borisov E.V., Ponomareva E.V., Popova N.I., SHaporina M.N. Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' regional'nyh rezervuarov yury i mela v Karsko-YAmal'skom regione i prognoz raspredeleniya v nih uglevodorodov // *Geologiya nefi i gaza*. – 2014. – № 1. – S. 29-51.
7. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. Harakteristika geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnosti achimovskogo neftegazonosnogo kompleksa Zapadnoj Sibiri. – Novosibirsk: SO RAN, 2015. – 300 s.
8. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. Stratigrafo-korrelyacionnaya osnova geologicheskogo modelirovaniya nizhnemelovyh otlozhenij Gydanskoj neftegazonosnoj oblasti severa Zapadnoj Sibiri // *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij*. – 2014. – № 3. – S. 12-19.
9. Nesterov I.I. (ml.), Ordin V.A., Penyagin P.V., Krasil'nikova E.S., Klimenko D.V., Horosheva O.N. Gipostratotipicheskij razrez plastov gruppy BG Gydanskogo litofacial'nogo podrajona // *Gornye vedomosti*. – 2005. – № 3. – S. 20–25.
10. Smirnov O.A., Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Lukashov A.V., Pletneva A.D., Pogreckij A.V. Harakteristika geologicheskogo stroeniya, ocenka perspektiv neftegazonosnosti paleozojskogo i triasovogo kompleksov zony sochleneniya YAmal'skoj, Gydanskoj i Nadym–Purskoj neftegazonosnyh oblastej Zapadnoj Sibiri po dannym sejsmorazvedki 2D, 3D // *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij*. – 2020. – № 8. – S. 19-20.
11. Borodkin V.N., Smirnov O.A., Kurchikov A.R., Lukashov A.V., Teplyakov A.A., Galinskij K.A., Pogreckij A.V. Model' stroeniya i perspektivnosti neftegazonosnosti yurskogo regional'nogo kompleksa v zone sochleneniya Gydanskogo, Tazovskogo poluostrovov i poluostrova YAmal Zapadnoj Sibiri po dannym sejsmorazvedki 3D // *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij*. – 2021. – № 2. – S. 38-52.

© В. Н. Бородкин, О. А. Смирнов, 2021

МОДЕЛЬ ПОРИСТОСТИ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Лев Маркович Бурштейн

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, д.г.-м.н., главный научный сотрудник, e-mail: levi@ipgg.sbras.ru

Алексей Эмильевич Конторович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, д.г.-м.н., академик РАН, главный научный сотрудник, e-mail: KontorovichAE@ipgg.sbras.ru

Елена Анатольевна Костырева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru

Проанализированы концептуальные модели и получены количественные прогностические зависимости пористости баженовской свиты от ее характеристик. Данные зависимости могут быть использованы при прогнозе перспектив нефтегазоносности и количественной оценке ресурсов нефти в баженовской свите.

Ключевые слова: нефть, ресурсы, баженовская свита, рассеянное органическое вещество, пористость

MODEL OF POROSITY OF ROCKS OF THE BAZHENOVSKAYA FORMATION

Lev M. Burshtein

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Dr. Sc., Chief Scientist, e-mail: levi@ipgg.sbras.ru

Alexey A. Kontorovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Dr. Sc., Academician of the Russian Academy of Sciences, Chief Scientist, e-mail: KontorovichAE@ipgg.sbras.ru

Elena A. Kostyreva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Ph.D., Senior Researcher, e-mail: KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru

Conceptual models were analyzed and quantitative prognostic dependences of porosity of the Bazhenov formation from its characteristics were obtained. These dependencies can be used in the forecast of oil and gas prospects and quantification of oil resources in the Bazhenov formation.

Keywords: oil, resources, Bazhenov formation, dispersed organic matter, porosity

На потенциальную нефтегазоносность баженовской (в тот момент марьяновской) свиты первым указал Ф.Г. Гурари [1]. Баженовская свита была выделена им в 1959 г., а в 1961 г. он предсказал ее нефтеносность, что и было доказано результатами работ на Салымской площади в 1967 г.

Проблеме нефтеносности баженовской свиты посвящен гигантский массив публикаций. Например, [2-25] и др.

На базе этих публикаций, по крайней мере, для залежей так называемого «салымского» типа, можно выделить ряд основных критериев прогноза нефтегазоносности баженовской свиты: 1. достаточные (не менее 15 м) ее толщины; 2. высокие концентрации рассеянного органического вещества (РОВ); 3. наличие изолирующих баженовскую свиту, подстилающих и перекрывающих пачек глинистых пород; 4. достаточно высокий уровень катагенеза РОВ, отвечающий второй половине главной зоны нефтеобразования (конец МК₁¹, МК₂); 5. высокие современные температуры пород баженовской свиты; 6. микрослоистая структура пород, приводящая при катагенезе РОВ к листоватости, автофлюидоразрыву и формированию коллекторов.

Отметим, что приведенные критерии ориентированы скорее на зональный и региональный прогноз нефтегазоносности и могут быть использованы при качественном районировании территории баженовской свиты по уровню перспективности. После выделения перспективных зон, для них может быть выполнена количественная оценка геологических ресурсов. В простейшем случае можно воспользоваться выражением, аналогичным формуле объемного метода, в которую входят площадь оцениваемого объекта, эффективная толщина, коэффициент пористости, коэффициент нефтенасыщенности, плотность пластовой нефти [26].

Таким образом, одним из важнейших элементов при количественной оценке перспектив нефтегазоносности баженовской свиты является прогноз открытой пористости. Исходя из этого **целью** настоящего исследования была разработка основ теоретической и количественной эмпирической модели пустотного пространства баженовской свиты.

Исходными данными при выполнении настоящей работы послужили базы результатов анализов и исследований скважин, собранные и выполненные в ИНГГ СО РАН, включающие информацию о строении и геолого-геохимических характеристиках осадочного чехла в разрезах выбранных базовых скважин, (характеристики РОВ) баженовской свиты, данные по открытой пористости слагающих ее пород и т.д). В том числе использовались данные по содержанию органического углерода ($C_{орг}$); данные о пористости, пиролитических характеристиках РОВ баженовской свиты (водородный индекс – H_i температура второго пиролитического максимума - T_{max}) по 697 образцам из 19 скважин центральных и южных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Арчинская №47, Горстовая №91, Дружная №322, Западно-Квензерская №4, Малобалыкская №901, Межовская №11, НовоОртыгунская №187, Повховская №70, Присклоновая №54п, Ракитинская №4, Салымская №2, Салымская №2802, Северо-Покачевская №2368, Северо-Салымская №1183, Толпаровская №2, Урьевская №7016, Чупальская №67п, Южно-Майская №413, Южно-Ягунская №306п).

Очевидно, пористость баженовской свиты существенным образом менялась в ходе геологической истории.

Как известно породы баженовской свиты содержат до 20% $C_{орг}$. В пересчете на исходное содержание РОВ эта величина будет заметно больше. Протокероген баженовской свиты потерял в процессе прото- и мезокатагенеза значительную массу газообразных и жидких продуктов. Если учесть, что плотность беззольного керогена значительно ниже, чем плотность кремнистого, глинистого и карбонатного материала, то роль дисперсно рассеянного органического вещества в объеме породы была очень высока.

Это означает, что катагенные превращения органического вещества должны были формировать пустотность во всей матрице баженовской породы. Понятно, что поскольку породы свиты при погружении подвергались геостатическому давлению, то это приводило к смыканию части порового пространства. Доказать методами лабораторного моделирования возможность формирования таким путем пустотности в баженовской свите пытались Д.В. Корост с соавторами [27].

Методика определения вторичной по генезису, остаточной после гравитационного уплотнения пород пористости, представлена в статье [28]. Там же дан анализ некоторых факторов, влияющих на ее величину пористости и показано, что одними из основных являются содержание органического углерода и степень преобразованности РОВ. Наиболее отчетливо это видно в некоторых частных случаях, например, по данным трех хорошо изученных скважин - Салымской № 2802, Малобалыкской № 901 и Чупальской № 67.

В качестве одной из наиболее вероятных можно рассмотреть следующую концептуальную, теоретическую модель формирования пустотного пространства в породах баженовской свиты. Седиментационные воды отжимаются из пластичных пород свиты на ранних этапах погружения, и к началу катагенеза остаточная пористость пород незначительна (в пределах 1-2%). В ходе катагенеза РОВ часть его переходит в подвижную фазу, образуя новое пустотное пространство. Чем выше содержание РОВ (и $C_{орг}$ соответственно), тем больший объем пустот образуется. Очевидно, что в рамках этих представлений вторым фактором, существенно влияющим на объемы вновь образованного пустотного пространства, должна быть степень трансформации РОВ.

В процессе катагенеза РОВ увеличение объемов пустотного пространства происходит до тех пор, пока не достигается предел несущей способности минеральной матрицы и пористость не достигает некоторого равновесного для данных условий значения. Все «избыточные» объемы битумоидов (объем битумоидов, превышающий объем равновесного порового пространства) при благоприятных условиях должны были эмигрировать из баженовской свиты.

Следует отметить, сходные представления о механизме формирования вторичной емкости в коллекторах баженовской свиты в той или иной форме обсуждались многими авторами. С нашей точки зрения наиболее последовательно и полно они были представлены М. Ю. Зубковым [29].

Предложенная модель находит определенное подтверждение на экспериментальных данных. Изучение керн скважин Салымской № 2802, Малобалыкской

№ 901 и Чупальской № 67 показало, что открытая нефтенасыщенная пористость пород баженовской свиты зависит от современных содержаний $C_{орг}$, монотонно возрастая с их ростом. Причем при значениях $C_{орг} > 7\%$ пористость меняется слабо (достигает равновесного состояния) и имеет среднее значение около 8,8%. Влияние на пористость преобразованности РОВ можно попытаться выявить на образцах с относительно пониженными содержаниями $C_{орг}$, для которых равновесные значения пористости еще не достигнуты. На рис. 1 приведены графики изменения пористости пород баженовской свиты в зависимости от содержания органического углерода Салымской (расчетный коэффициент трансформации 0.89) и объединенной выборки Чупальской и Малобалыкской скважин (средний расчетный коэффициент трансформации 0.45). Кривые интерполирующие фактические данные в этом диапазоне значений значимо различаются, хотя и с не очень большим уровнем доверительной вероятности (0.65). Это различие свидетельствует в пользу влияния степени преобразованности РОВ на объемы нефтенасыщенного порового пространства в породах баженовской свиты.

На основе выявленной закономерности изменения и с учетом естественного допущения, что при нулевом коэффициенте трансформации новообразованная емкость должна быть близка к нулю, можно экстраполировать полученные зависимости для других коэффициентов трансформации РОВ и использовать полученные зависимости при прогнозе:

$$k_{п} = C_{орг} \cdot (2.512 \cdot k_{tr} - 1.115 \cdot k_{tr}^2), \quad k_{п} \leq 8.8\%$$

Здесь $k_{п}$ – коэффициент вторичной пористости (%), $C_{орг}$ – концентрация органического углерода (%), k_{tr} – коэффициент трансформации (доли ед.).

Следует заметить, что на поровую емкость пород баженовской свиты влияет минеральный состав матрицы [28]. Пористость зависит и от степени аномальности пластовых давлений, т. е. от степени изолированности баженовской нефтегазовой системы. Наличие аномально высоких давлений должно приводить к увеличению (или более полному сохранению) пустотного пространства и, соответственно, массы остаточных углеводородов. При региональных оценках влияние этих факторов учесть достаточно сложно и, в первом приближении, ими приходится пренебрегать.

На больших массивах исходных данных приведенные закономерности нивелируются влиянием других факторов [28]. Тем не менее статистический анализ показывает, что эти зависимости существуют.

Анализ частных и совместных зависимостей коэффициента пористости от предикативных переменных (глубины, $C_{орг}$, Hi , T_{max}) показал, что одну из двух переменных, отражающих степень трансформации РОВ (Hi , T_{max}) можно исключить из рассмотрения в силу их тесной взаимосвязи (рис. 2). В дальнейшем использовалось приведенное значение водородного индекса Hi_e , рассчитанное по интерполирующей формуле:

$$Hi_e = 519.9 \cdot \left(1 - \frac{1}{1 + e^{\frac{444.2 - T_{max}}{3.057}}}\right)$$

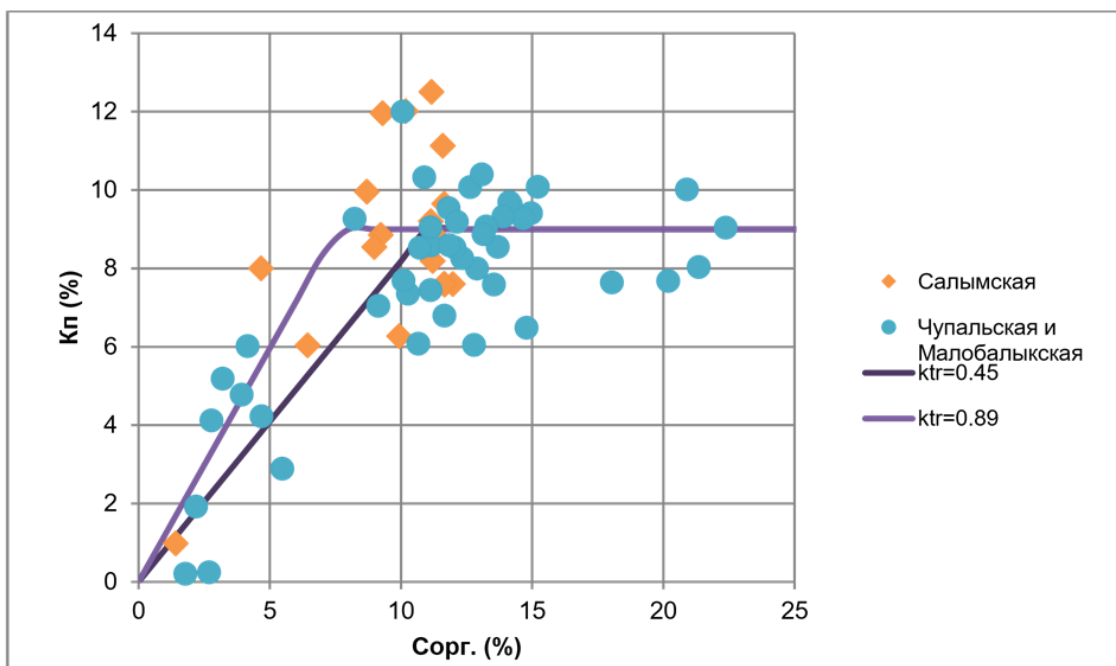


Рис. 1. Зависимость пористости пород баженовской свиты от содержания органического углерода при разных коэффициентах трансформации.

Для более наглядного представления исследуемых зависимостей статистический анализ выполнялся для осреднённых по разрезу значений параметров баженовской свиты каждой из 19 базовых. Методом многомерного линейного регрессионного анализа было получено следующее прогностическое уравнение для средней открытой пористости пород баженовской свиты:

$$k_{п} = 4.914 - 0.00122 \cdot H + 0.649 \cdot C_{орг} - 0.0792 \cdot Ni_e$$

Здесь $k_{п}$ – открытая пористость в %, H – глубина в метрах, $C_{орг}$ в %, Ni_e в мг/г $C_{орг}$.

Соотношение расчетных и фактических средних значений открытой пористости представлены на рис. 3. Отметим, что зависимость характеризуется относительно невысоким коэффициентом детерминации – 0.64. Это может быть связано с упрощенной линейной формой зависимости, но скорее с не учетом двух других важнейших факторов, влияющих на пористость баженовской свиты, – степени изолированности нефтегазовой системы и литологического состава слагающих ее пород. Тем не менее даже в таком виде полученная зависимость может быть использована для предварительной оценки пористости пород баженовской свиты.

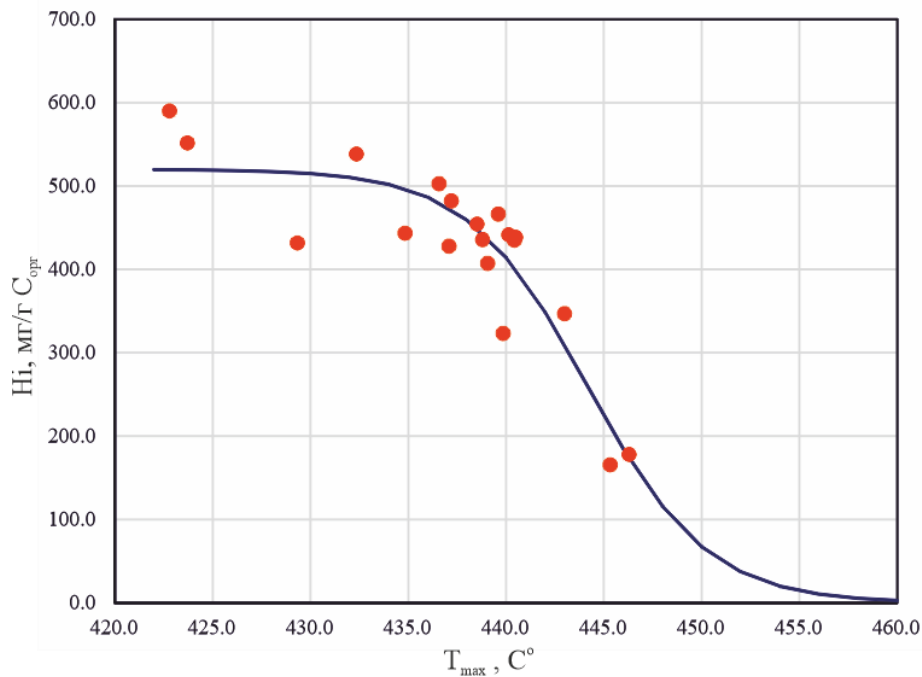


Рис. 2. Зависимость среднего водородного индекса от средней температуры второго пиролитического максимума для керогенов баженовской свиты

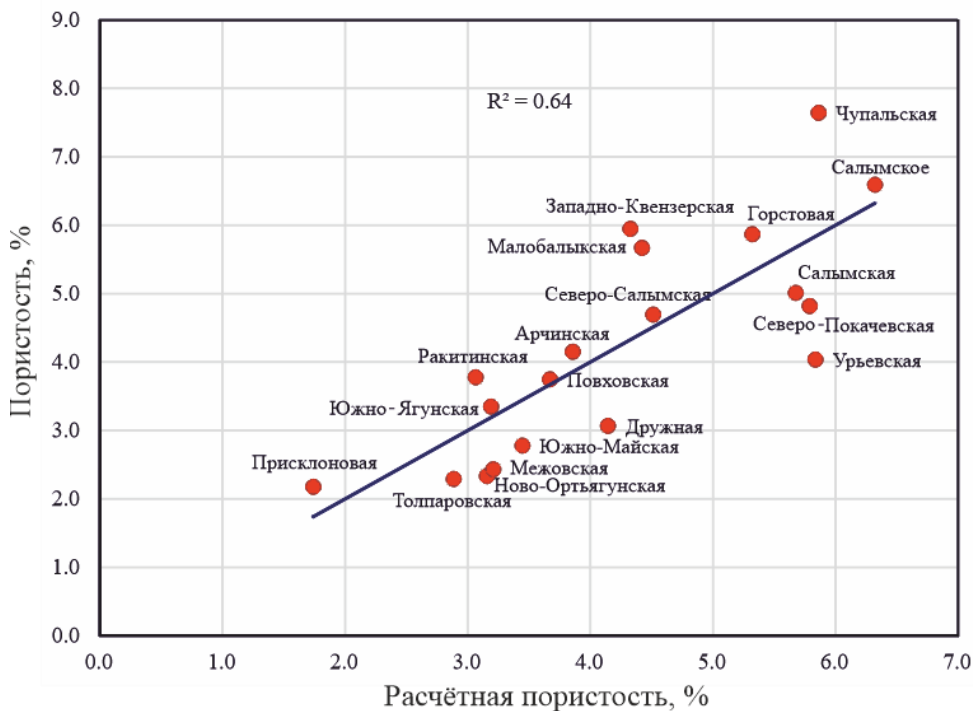


Рис. 3. Зависимость средней пористости от расчетной

Заключение

Таким образом предложенные концептуальные модели формирования порового пространства пород баженовской свиты подтверждаются полученными прогностическими зависимостями пористости от характеристик баженовской

свиты. Данные зависимости могут быть использованы при прогнозе перспектив нефтегазоносности и количественной оценке ресурсов нефти в баженовской свите.

Исследования выполнены при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Новосибирской области в рамках Проекта №19-45-54005 р_а «Разработка фундаментальных основ поисков и подсчета трудноизвлекаемых запасов нефти баженовской свиты Западной Сибири, включая оценку ресурсов Новосибирской области»

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гурари Ф.Г. О поисках нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГГИМС, вып.17. – Л.: Гостоптехиздат, 1961. – С. 15-31.
2. Белкин В.И., Ефремов Е. П., Каптелинин Н.Д. Модель коллектора нефти баженовской свиты Салымского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 10. – С. 27-31.
3. Гурари Ф.Г. Об условиях накопления и нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири. Тр. СНИИГГИМС, вып. 271. – Новосибирск, 1979. – С. 153-160.
4. Гурари Ф.Г. О залежах углеводородов в глинистых толщах // Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Наука, 1981. – С.105-116.
5. Гурари Ф.Г., Гурари И.Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1974. – № 5. – С. 36-40.
6. Добрынин В.М. Мартынов В.Г. Модель и основные параметры пластового резервуара баженовской свиты Салымского месторождения. // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. - М.: ИГиРГИ, 1980. – С. 26-47.
7. Дорофеева Т.В., Лебедев Б.А., Петрова Т.В. Особенности формирования коллекторских свойств баженовской свиты Салымского месторождения // Геология нефти и газа. – 1979. – № 9. – С. 20-23.
8. Елисеев В.Г., Нестеров И.И. Перспективы нефтеносности глинистых отложений баженовской свиты. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 130. – Тюмень, 1978. – С. 155-157.
9. Ефремов Е.П., Зубков М.Ю., Боркун Ф.Я., Сонич В.П. Методика оценки перспектив нефтегазоносности баженовских отложений Западной Сибири // Энергия и механизм первичной миграции углеводородов. – М.: Наука, 1988. – С. 152-161.
10. Желтов Ю.В., Малофеев Г.Е., Толстов Л.А., Хавкин А.Я., Московцев О.А., Погоничев В.И., Сибгатуллин А.С. Обоснование особенностей строения и продуктивности баженовской свиты Салымского месторождения по данным работы скважин // Геология нефти и газа. – 1984. – № 8. - С. 1-6.
11. Зарипов О.Г., Сонич В.П., Зубков М.Ю. Региональная перспективность отложений баженовской свиты Западной Сибири // Исследования в области геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Тр. СибНИИИП. – Тюмень, 1982. – С. 132-144.
12. Зубков М.Ю. Критерии оценки региональных перспектив нефтеносности баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 5. – С. 26-30.
13. Зубков М.Ю. Литолого-петрофизическая характеристика отложений баженовской и абалакской свит центральной части Краснотеннинского свода (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 1999. – Т.40. – № 12. – С. 1821-1836.
14. Зубков М.Ю., Пормейстер Я.А., Бондаренко П.М. Прогноз трещинных коллекторов в отложениях баженовской и абалакской свит на основе результатов тектонофизического моделирования // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Том 1: сб. материалов V научно-практической конференции, Ханты-Мансийск. – 2002. – С. 244-253.

15. Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. Модель нефтенасыщенности порового пространства баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. - М.: ГЕОС, 2017. – 247 с.
16. Дорофеева Т.В., Краснов С.Г., Лебедев Б.А., Петрова Г.В., Позиненко Б.В. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири. – Л.: Недра, 1983. – 31 с.
17. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А., Конторович В.А., Костырева Е.А., Пономарева Е.В., Рыжкова С.В., Ян П.А. Баженовская свита - главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России [Электронный ресурс] // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика: Электронный журнал. – 2014. – № 2 (10). – С. 1-8.
18. 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
19. Кобышева Р. А., Сахибгареев Р. С. О природе емкости в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // ДАН СССР. – 1976. – Т. 228. – № 5. – С. 1197-1199.
20. Краснов С.Г., Беликова А.Г., Галишев И.Р. Условия формирования автохтонных нефтяных залежей баженовской свиты Западной Сибири // Геология и геофизика. –1981. – № 10. – С. 3-10.
21. Медведский Р.И., Светлов К.В. Строение залежей нефти баженовской свиты по данным промыслово-геологических исследований скважин. Строение и нефтеносность баженигов Западной Сибири // Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. – С. 107-110.
22. Нестеров И.И., Ушатинский И. Н., Малыхин А. Я. и др. Нефтегазосность глинистых пород Западной Сибири – М.: Недра, 1987. -256 с.
23. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1979. – № 10. – С. 26-29.
24. Нестеров И.И. Проблемы нефтегазосности глинистых, глинисто-кремнистых и карбонатных битуминозных пород осадочных чехлов бассейнов земной коры // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 1. – С. 78-89.
25. Юдин В.А. Проблемы в обосновании численных моделей разработки баженовской свиты с закачкой в пласт воздуха. В 2 т. – М.: ФНЦ НИИСИ РАН, 2018. – 432 с.
26. Амелин И. Д., Бадьянов В.А., Вендельштейн Б.Ю., Гомзинов В.К., Гутман И.С., Каналин В.Г., Мовмыга Г.Т., Стасенков В.В., Чоловский В.И., Ярошенко А.А. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов – Москва: Недра, 1989. - 269 с.
27. Корост Д.В., Надежкин Д.В., Ахманов Г.Г. Изучение пустотного пространства нефтематеринской породы при генерации углеводородов // Вестн. Моск. Ун-та. Сер. 4. Геология. – 2012. – № 4. – С. 32-37.
28. Конторович А. Э., Родякин С.В., Бурштейн Л.М., Костырева Е.А., Рыжкова С.В., Ян П.А. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 61-73
29. Зубков М. Ю. Процессы нефтегенерации и формирование пустотного пространства за счет керогена баженовской свиты // Горные ведомости. –2015. – № 8 (135). – С. 22-38.

REFERENCES

1. Gurari F.G. O poiskah nefiti i gaza v mezozoe Zapadno-Sibirskoj nizmennosti. Tr. SNIIGGIMS, vyp.17. – L.: Gostoptekhizdat, 1961. – S. 15-31.
2. Belkin V.I., Efremov E. P., Kaptelinin N.D. Model' kollektora nefiti bazhenovskoj svity Salym'skogo mestorozhdeniya // Neftyanoe hozyajstvo. – 1983. – № 10. – S. 27-31.
3. Gurari F.G. Ob usloviyah nakopleniya i neftenosnosti bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri. Tr. SNIIGGIMS, vyp. 271. – Novosibirsk, 1979. – S. 153-160.
4. Gurari F.G. O zalezah uglevodorodov v glinistyh tolshchah // Neftegazonosnost' Sibiri i Dal'nego Vostoka. – Novosibirsk: Nauka, 1981. – S.105-116.

5. Gurari F.G., Gurari I.F. Formirovanie zalezhej nefiti v argillitah bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri // *Geologiya nefiti i gaza*. – 1974. – № 5. – S. 36-40.
6. Dobrynin V.M., Martynov V.G. Model' i osnovnye parametry plastovogo rezervuara bazhenovskoj svity Salymskogo mestorozhdeniya. // *Neftenosnost' bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri*. – M.: IGIRGI, 1980. – S. 26-47.
7. Dorofeeva T.V., Lebedev B.A., Petrova T.V. Osobennosti formirovaniya kollektorskih svojstv bazhenovskoj svity Salymskogo mestorozhdeniya // *Geologiya nefiti i gaza*. – 1979. – № 9. – S. 20-23.
8. Eliseev V.G., Nesterov I.I. Perspektivy neftenosnosti glinistyh otlozhenij bazhenovskoj svity. Tr. ZapSibNIGNI, vyp. 130. – Tyumen', 1978. – S. 155-157.
9. Efremov E.P., Zubkov M.YU., Borkun F.YA., Sonich V.P. Metodika ocenki perspektiv neftegazonosnosti bazhenovskih otlozhenij Zapadnoj Sibiri // *Energiya i mekhanizm pervichnoj migracii uglevodorodov*. – M.: Nauka, 1988. – S. 152-161.
10. ZHeltov YU.V., Malofeev G.E., Tolstov L.A., Havkin A.YA., Moskovcev O.A., Pogonishchev V.I., Sibgatullin A.S. Obosnovanie osobennostej stroeniya i produktivnosti bazhenovskoj svity Salymskogo mestorozhdeniya po dannym raboty skvazhin // *Geologiya nefiti i gaza*. – 1984. – № 8. – S. 1-6.
11. Zaripov O.G., Sonich V.P., Zubkov M.YU. Regional'naya perspektivnost' otlozhenij bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri // *Issledovaniya v oblasti geologii i razrabotki neftyanyh mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri*. Tr. SibNIINP. – Tyumen', 1982. – S. 132-144.
12. Zubkov M.YU. Kriterii ocenki regional'nyh perspektiv neftenosnosti bazhenovskoj svity // *Neftyanoe hozhaystvo*. – 1989. – № 5. – S. 26-30.
13. Zubkov M.YU. Litologo-petrofizicheskaya karakteristika otlozhenij bazhenovskoj i abalaskoj svit central'noj chasti Krasnoleninskogo svoda (Zapadnaya Sibir') // *Geologiya i geofizika*. – 1999. – T.40. – № 12. – S. 1821-1836.
14. Zubkov M.YU., Pormeyster YA.A., Bondarenko P.M. Prognoz treshchinnyh kollektorov v otlozheniyah bazhenovskoj i abalaskoj svit na osnove rezul'tatov tektonofizicheskogo modelirovaniya // *Puti realizacii neftegazovogo potenciala HMAO. Tom 1: sb. materialov V nauchno-prakticheskoj konferencii, Hanty-Mansijsk*. – 2002. – S. 244-253.
15. Kalmykov G.A., Balushkina N.S. Model' neftenasyshennosti porovogo prostranstva bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri i ee ispol'zovanie dlya ocenki resursnogo potenciala. – M.: GEOS, 2017. – 247 s.
16. Dorofeeva T.V., Krasnov S.G., Lebedev B.A., Petrova G.V., Pozinenko B.V. Kollektory nefiti bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri. – L.: Nedra, 1983. – 31 s.
17. Kontorovich A.E., Burshtejn L.M., Kazanenkov V.A., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Ponomareva E.V., Ryzhkova S.V., YAn P.A. Bazhenovskaya svita - glavnyj istochnik resursov netradicionnoj nefiti v Rossii [Elektronnyj resurs] // *Georesursy, geoenergetika, geopolitika: Elektronnyj zhurnal*. – 2014. – № 2 (10). – S. 1-8.
18. Kontorovich A.E., Ponomareva E.V., Burshtejn L.M., Glinskih V.N., Kim N.S., Kostyreva E.A., Pavlova M.A., Rodchenko A.P., YAn P.A. Raspredelenie organicheskogo veshchestva v porodah bazhenovskogo gorizonta (Zapadnaya Sibir') // *Geologiya i geofizika*. – 2018. – T. 59. – № 3. – S. 357-371
19. Konysheva R. A., Sahibgareev R. S. O prirode emkosti v argillitah bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri // *DAN SSSR*. – 1976. – T. 228. – № 5. – S. 1197-1199.
20. Krasnov S.G., Belikova A.G., Galishev I.R. Usloviya formirovaniya avtohtonnyh neftyanyh zalezhej bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri // *Geologiya i geofizika*. – 1981. – № 10. – S. 3-10.
21. Medvedskij R.I., Svetlov K.V. Stroenie zalezhej nefiti bazhenovskoj svity po dannym promyslovo-geologicheskikh issledovanij skvazhin. Stroenie i neftenosnost' bazhenitov Zapadnoj Sibiri // Tyumen': ZapSibNIGNI, 1985. – S. 107-110.
22. Nesterov I.I., Ushatinskij I. N., Malyhin A. YA. i dr. Neftegazonosnost' glinistyh porod Zapadnoj Sibiri – M.: Nedra, 1987. – 256 s.

23. Nesterov I.I. Novyj tip kollektora nefiti i gaza // *Geologiya nefiti i gaza*. – 1979. – № 10. – S. 26-29.
24. Nesterov I.I. Problemy neftegazonosnosti glinistyh, glinisto-kremnistyh i karbonatnyh bituminoznyh porod osadochnyh chekhlov bassejnov zemnoj kory // *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij*. – 2004. – № 1. – S. 78-89.
25. YUdin V.A. Problemy v obosnovanii chislennyh modelej razrabotki bazhenovskoj svity s zakachkoj v plast vozduha. V 2 t. – M.: FNC NIISI RAN, 2018. – 432 s.
26. Amelin I. D., Bad'yanov V.A., Vendel'shtejn B.YU., Gomzиков V.K., Gutman I.S., Kanalin V.G., Movmyga G.T., Stasenkov V.V., CHolovskij V.I., YAroshenko A.A. Podschet zapasov nefiti, gaza, kondensata i sodержashchihsya v nih komponentov – Moskva: Nedra, 1989. - 269 s.
27. Korost D.V., Nadezhkin D.V., Ahmanov G.G. Izuchenie pustotnogo prostranstva neftematerinskoj porody pri generacii uglevodorodov // *Vestn. Mosk. Un-ta. Ser. 4. Geologiya*. – 2012. – № 4. – S. 32-37.
28. Kontorovich A. E., Rodyakin S.V., Burshtejn L.M., Kostyreva E.A., Ryzhkova S.V., YAn P.A. Poristost' i neftenasyshchennost' porod bazhenovskoj svity // *Geologiya nefiti i gaza*. – 2018. – № 5. – S. 61-73
29. Zubkov M. YU. Processy neftegeneracii i formirovanie pustotnogo prostranstva za schet kerogena bazhenovskoj svity // *Gornye vedomosti*. – 2015. – № 8 (135). – S. 22-38.

© Л. М. Буриштейн, А. Э. Конторович, Е. А. Костырева, 2021

ВЗАИМОСВЯЗИ ФОРМИРОВАНИЯ ОРОГЕНОВ И ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ АЗИИ В МЕЗОЗОЕ-КАЙНОЗОЕ

Михаил Михайлович Буслов

Институт геологии и минералогии им. В. С. Соболева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, д.г.-м.н., главный научный сотрудник, e-mail: buslov@igm.nsc.ru; Казанский (Приволжский) федеральный университет, 420008, Россия, Казань, ул. Крёмлевская, 18

Анна Викторовна Куликова

Институт геологии и минералогии им. В. С. Соболева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, к.г.-м.н., научный сотрудник, e-mail: ak_cool@mail.ru; Казанский (Приволжский) федеральный университет, 420008, Россия, Казань, ул. Кремлёвская, 18

Выделены этапы и приведена аналогия формирования горных систем (орогенов) и осадочных бассейнов Азии. Этапы проявлены в юре, мелу и кайнозое в результате коллизий на южную активную окраину Азиатского континента, соответственно, Квингтангского, Северо-Китайского и Индийского континентальных блоков, приведших к образованию крупных внутриконтинентальных орогенных поясов, являющихся источником сноса осадочных бассейнов.

Ключевые слова: ороген, осадочный бассейн, палеогеография, геодинамика, геотектоника, U-Pb датирование детритовых цирконов, трековое датирование апатита

RELATIONSHIP OF THE FORMATION OF OROGENS AND SEDIMENTARY BASINS OF ASIA IN THE MESOZOIC-CENOZOIC

Mikhail M. Buslov

Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Chief Scientist, e-mail: buslov@igm.nsc.ru; Kazan (Volga Region) Federal University, 420008, Kazan, 18, Kremlin st.

Anna V. Kulikova

Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Researcher, e-mail: ak_cool@mail.ru; Kazan (Volga Region) Federal University, 420008, Kazan, 18, Kremlin st.

The stages of the formation of mountain systems (orogens) and sedimentary basins of Asia are highlighted and an analogy is given. The stages are manifested in the Jurassic, Cretaceous, and Cenozoic as a result of collisions to the southern active margin of the Asian continent, respectively, of the Quingtang, North China, and Indian continental blocks, which led to the formation of large intracontinental orogenic belts that are the source of sedimentary basin demolition.

Keywords: orogeny, sedimentary basin, paleogeography, geodynamics, geotectonic, U-Pb dating of detrital zircons, track dating of apatite

Для решения проблем палеогеографической и геодинамической эволюции бассейнов [1,2] используются возрастные спектры детритовых цирконов из

аллювиальных, дельтовых и шельфовых отложений. Путем корреляции геохронологических и стратиграфических данных по осадочным бассейнам с данными трекового датирования пород их горного обрамления и удаленных питающих провинций можно уверенно выявлять пути рассеивания осадочного материала, определять области их сноса и объемы осадочного материала (коллекторов), поступающего в бассейн седиментации в различные промежутки времени. Полученные распределения возрастов детритовых цирконов сравниваются с возрастными породами горных обрамлений и предполагаемых питающих провинций. Корреляция данных трекового датирования горообразования с данными сравнительного анализа геохронологии цирконов осадочных бассейнов и их горного обрамления позволяет построить качественные геодинамические и палеогеографические реконструкции, оценить объемы коллекторов и площади их локализации.

Метод трекового анализа позволяет выявлять этапы пенеппенизации и тектонической активности, а по термальной истории апатита определять скорость и объемы денудации пород горных систем. Он применяется для реконструкции термальной истории пород верхних 3-5 км континентальной коры за временные интервалы от миллионов до нескольких сотен миллионов лет. Термальная история пород просчитывается компьютерной программой [3] с построением графиков, отображающих тренд изменения температурного режима породы во времени (t - T). Принимая за основу градиент изменения температур с глубиной (25 - $30^\circ/\text{км}$), по полученному t - T -тренду можно подсчитать за какое время и какой мощности слой пород был денудирован. Пологое поведение линии t - T -тренда интерпретируется как период тектонической стабилизации в регионе с формированием пенеппена. Значения наклона линии указывают на скорость и интенсивность денудации, что может рассматриваться как степень тектонической активизации в регионе, выраженной в росте горных систем и поднятий. Любая интерпретация результатов трекового датирования обязательно коррелируется с геологическими и геоморфологическими данными.

Метод трекового датирования апатита в последние десятилетия активно использовался в исследовании мезозойско-кайнозойской тектоники и геодинамики Центральной Азии [4-14]. Получены многочисленные данные о том, что на Тянь-Шане горообразование проявилось в периоды ~ 200 – 130 млн. лет (киммерийская орогения) и в последние 17 млн. лет (гималайская), в Казахстане, Алтае-Саянской области и Байкальском регионе в периоды ~ 150 – 80 млн. лет (монголо-охотская орогения) и в последние 6 млн. лет (гималайская орогения). Субвертикальные мезозойские t , T -тренды охлаждения (150°C - 70°C) пород свидетельствуют, что около 2 - 3 км земной коры было подвержено денудации на территории Центральной Азии в юре (Тянь-Шань) и мелу (Алтае-Саянский регион, Тува, Забайкалье). Почти горизонтальные t , T - тренды для мела – раннего миоцена (130 - 20 млн. лет) на Тянь-Шане и позднего мела – миоцена (60 - 6 млн. лет) в Алтае-Саянской области и Байкальском регионе отражают периоды продолжительной стабилизации. В это время территория большей части Центральной Азии находилась в тектоническом покое, и сформировался обширный пенеппен. Пенеппен сильно деформирован в результате кайнозойской тектонической активизации,

связанной с Индо-Евразийской коллизией. Коллизия вызвала эффект дальнего воздействия с латеральным перемещением блоков земной коры по сдвигам к северу–северо-востоку от гималайской коллизионной зоны на многие тысячи км и росту горных систем и поднятий в южной Сибири. Начало возраста реактивации территорий омолаживается по направлению на север: ~ 11-7 млн. лет на Тянь-Шане и ~ 6 млн. лет на Алтае и ~ 3 млн. лет в районе Байкала. Данные трекового датирования подтверждают гипотезу о том, что продолжающаяся до сих пор конвергенция Индийского и Евразийского континентов реализована в распространении стресса на северо-восток по принципу “домино” через жесткие структуры крупных докембрийских блоков по унаследованной структурной сети позднепалеозойских и мезозойских разломов [15,16].

В результате сжатия на месте “мягких” складчатых зон были сформированы горные системы, а “жесткие” микроконтиненты послужили фундаментом для формирования кайнозойских бассейнов (Таримского, Таджикского, Иссык-Кульского, Джунгарского и др.). Огромная по размерам (более 6 тыс кв. км) активно растущая Центрально-Азиатская горная область за кайнозойский период заполнила огромной массой обломочного материала нефтегазоносные шельфовые области трех окружающих Азию океанов. Согласно исследованиям [17 и др.], отображенных на карте общей мощности осадков в океанах и окраинных морях [<https://www.ngdc.noaa.gov/mgg/image/sedthick9.jpg>], мощность осадков в центральных частях Индийского океана (абиссальные котловины) не превышает первых сотен метров (100-200 м), на океанических поднятиях и хребтах может увеличиваться до 500-600 м, тогда как на северо-западных окраинах Индостанского полуострова в Аравийском море мощность осадков в среднем около 4 км, а в аккреционной призмe Макран (дельта Инда) увеличивается до 7 км [18]. На северо-восточных окраинах Индостанского полуострова и в тех частях Бенгальского залива, которые являются подводным продолжением дельтовых систем Ганга и Брахмапутры, мощности осадков не менее 10 км и местами достигают 20 км.

В среднем триасе океан Палео-Тетис начал закрываться, что привело к присоединению нескольких киммерийских тектонических блоков к Евразии [19]. Считается, что столкновение Квингтанг (Qiangtang) континентального блока с Евразией вызвало реактивацию разломов и экзгумацию фундамента в Центральной Азии. Это особенно характерно для Тянь-Шаня, расположенного вблизи зоны столкновения [4, 6, 8, 11].

По мнению [20, и многие другие] в мезозое Евразийский континент претерпел интенсивную тектоническую реактивацию (начавшуюся около 150 млн. лет назад), связанную с закрытием Монголо-Охотского палеоокеана и последующей коллизией Сибири с Амурским микроконтинентом и Северо-Китайским континентом. В результате был сформирован мезозойский монголо-охотский пояс, который протягивается на расстояние свыше 3000 км в виде непрерывной полосы мозаичных структур от Центральной Монголии через Забайкалье, Восточную Монголию и Приамурье до Охотского моря.

Особенности его формирования, размеры, влияние на окружающую среду, в том числе на осадконакопление до конца не выявлены. Исходя из модели Индо-Евразийской коллизии, следует предполагать, что мезозойская коллизия Северо-Китайского континента, имеющего соизмеримые размеры с Индийским континентом, могла привести к формированию горной области и осадочных бассейнов, сопоставимых по размерам с кайнозойской географической системой Азии. Имеющиеся на сегодняшний день многочисленные данные трекового датирования, позволяющего фиксировать периоды и скорости горообразования по Тянь-Шаню, центральному и восточному Казахстану, Северо-Западному Китаю, Монголии, южной Сибири свидетельствуют о крупных мезозойских орогенических событиях на этой огромной территории (рис.1). В результате аккреции и последующей коллизии Северо-Китайского континента с Евразией был сформирован обширный Монголо-Охотский ороген, соизмеримый по размерам с кайнозойской Центрально-Азиатской горной областью.

Денудация мезозойского орогена привела к образованию обломочного материала, который речными системами [21,22] выносился через транзитные зоны (современные Кузнецкий, Канско-Ачинский, Иркутский и Тувинский прогибы), в шельфовую область в том числе крупнейшего в мире Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. U-Pb датирование детритовых цирконов указанных бассейнов хорошо коррелируется с возрастными магматических пород, слагающих огромные по размерам гранитоидные массивы Забайкалья и Монголии (Байкало-Витимский, Хангайский и Хэнтэйский), суммарной площадью выходов свыше 300 000 км².

Обсуждаемые связи между формированием орогенов и осадочных бассейнов Азии в мезозое в настоящее время основаны на хорошо обоснованной модели кайнозойской Индо-Евразийской коллизии, а также геологических данных и данных трекового датирования о мезозойской реактивации Центральной Азии. Учитывая нынешнее существование значительных пробелов в термохронологических исследованиях по Центральной Азии, этот подход необходимо продолжить. Полученные первые данные по корреляции возрастных популяций детритовых цирконов осадочных бассейнов с возрастными гранитоидных массивов складчатых регионов является существенным дополнительным фактором в решение рассматриваемой проблемы. Таким образом, ориентация на будущие термохронологические и геохронологические исследования является основной целью дальнейшего изучения связей между эксгумацией Центральной Азии, бассейнового осадконакопления и тектонической историей евразийской активной окраины в мезозое, а по возможности, и более ранние коллизионные эпохи.

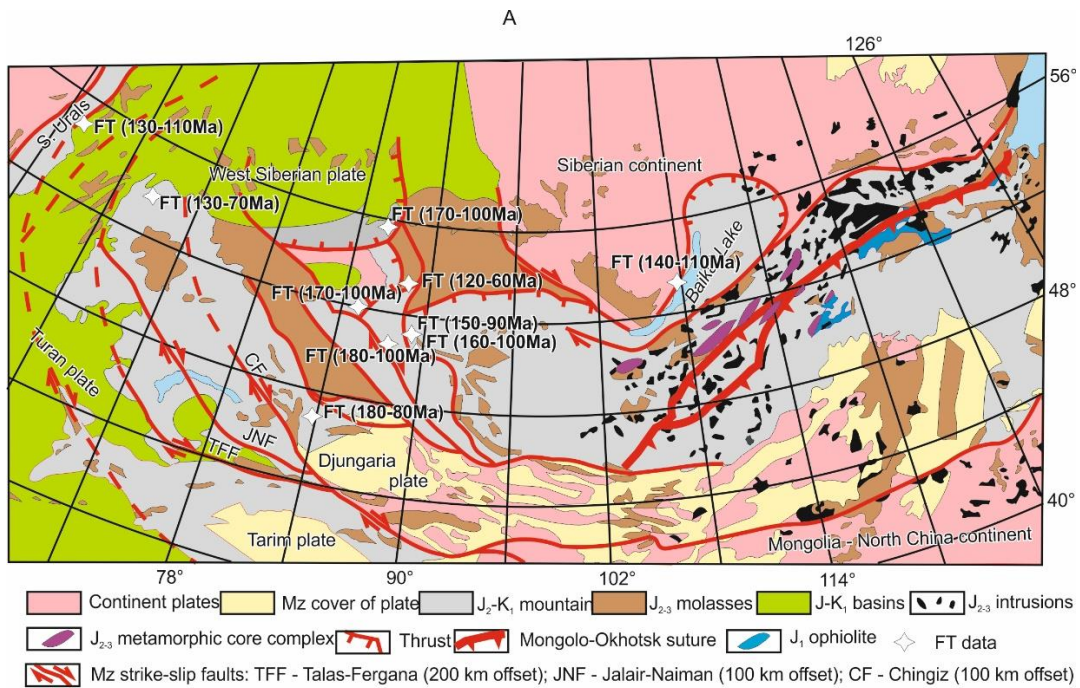


Рис. 1. Тектоническая схема Монголо-Охотского орогена позднеюрского-раннемелового времени (А) и типичные трековые данные (АFT) для Сибирского Алтая (а, b, c) и Центрального Тянь-Шаня (d, e, f) с модельными возрастaми $t(m)$ (В). На схеме показаны горные системы возраста J_2 - K_1 и ассоциирующие молассы J_2 - K_1 и J_2 - J_3 возрастa, юрские интрузии (в восточной части), важнейшие сутуры и сдвиговые разломы. На диаграммах апатитовых трековых возрастa (АFT) толстые линии вероятного изменения температуры при подъеме показаны в доверительной 50% зоне (серое). Пологие участки линий – время пенепленизации, крутые – разновозрастные эпохи горообразования.

Исследования выполнены в рамках планов НИР ИГМ СО РАН, гранта правительства РФ (№ 14.Y26.31.0029) и гранта РФФИ № 18-05-70109.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Morton C.A., Clauue-Long C.J. and Hallsworth C.R. Zircon age and heavy mineral constraints of North Sea Carboniferous sandstones // *Marine Petrol. Geol.* –2001. – 18. –P. 319-337.
2. Murphy B.J., Fernandez-Suarez J., Jeffries T. and Strachan R. U–Pb (LA-ICP-MS) dating of detrital zircons from Cambrian clastic rocks in Avalonia: erosion of a Neoproterozoic arc along the northern Gondwanan margin. // *J. Geol. Soc.* –2004. – 161. –P. 243-254.
3. Ketcham, R.A. Forward and inverse modelling of low-temperature thermochronometry data. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry.* –2005. – 58. – P. 275-314.
4. Bullen M.E., Burbank D.W., Garver J.I., Abdrakhmatov K. Ye. Late Cenozoic tectonic evolution of the northwestern Tien Shan: new age estimates for the initiation of mountain building // *Geological Society of America Bulletin.* –2001. – 113. –P. 1544-559.
5. De Pelsmaeker E., Glorie S., Buslov M.M., Zhimulev F. I., Poujol M., Korobkin V.V., Vanhaecke F., Vetrov E.V., De Grave J. Late-Paleozoic emplacement and Meso-Cenozoic reactivation of the southern Kazakhstan granitoid basement // *Tectonophysics.* –2015. – 662. –P. 416-433.
6. De Grave J., Glorie S., Buslov M.M., Stockli D.F., McWilliams M.O, Batalev V., Van den haute P. Thermo-tectonic history of the Issyk-Kul basement (Kyrgyz Northern Tien Shan, Central Asia) // *Gondwana Research.* –2013. – 23. – P. 998-1020.
7. De Grave J., De Pelsmaeker E., Zhimulev F.I., Glorie S., Buslov M.M., Van den Haute P. Meso-Cenozoic building of the northern Central Asian Orogenic Belt: thermotectonic history of the Tuva region // *Tectonophysics.* – 2014. – 621. – P. 44-59.
8. Glorie S., De Grave, J. Exhuming the Meso–Cenozoic Kyrgyz Tianshan and Siberian Altai-Sayan: a review based on low-temperature thermochronology // *Geoscience Frontiers.* – 2016. – 7. – P. 155-170.
9. Glorie, S., De Grave, J., Delvaux, D., Buslov, M.M., Zhimulev, F.I., Vanhaecke, F., Elburg M.A., Van den Haute P. Tectonic history of the Irtysh shear zone (NE Kazakhstan): New constraints from zircon U/Pb dating, apatite fission track dating and palaeostress analysis. *Journal of Asian Earth Sciences.* –2012. – 45. –P.381-49.
10. Glorie S., De Grave J., Zhimulev F.I., Buslov M.M., Elburg M. A, Van den Haute P. Structural control on Meso-Cenozoic tectonic reactivation and denudation in the Siberian Altai: insights from multi-method thermochronometry // *Tectonophysics.* – 2012. – 544-545. – P. 75-92.
11. Gillespie J., Glorie S., Xiao W., Zhang Zh., Collins Alan S., Collins N. Mesozoic reactivation of the Beishan, southern Central Asian Orogenic Belt: insights from low-temperature thermochronology // *Gondwana Research.* – 2017. – 43. – P. 107-122.
12. Jolivet M., Ritz J.-F, Vassallo R., Larroque C, Braucher R, Todbileg M., Chauvet A, Sue C, Arnaud N., De Vicente R, Arzhanikova A., Arzhanikov S. Mongolian summits: an uplifted, flat, old but still preserved erosion surface // *Geology.* – 2007. – 35. – P. 871-874.
13. Yuan W.M., Carter A., Dong J.Q., Bao Z.K., An Y.C., Guo Z.J. Mesozoic- tertiary exhumation history of the Altai Mountains, northern Xinjiang, China: new constraints from apatite fission track data // *Tectonophysics.* – 2006. – 412. – P.183-193.
14. Delvaux D., Cloetingh S., Beekman F., Sokoutis D., Burov E., Buslov M.M., Abdrakhmatov K.E. Basin evolution in a folding lithosphere: Altai-Sayan and Tien Shan belts in Central Asia. *Tectonophysics.* –2013. – 602. – P. 194-222.
15. De Grave J., Buslov M.M., Van den Haute P. Intercontinental deformation in Central Asia: distant effects of India—Eurasia convergence revealed by apatite fission-track thermochronology // *Himalayan J. Sci.* –2004. – 2, № 4. – P. 121-122.

16. Dobretsov N.L., Buslov M.M., Delvaux D., Berzin N.A., Ermikov V.D. Meso- and Cenozoic tectonics of the Central Asian mountain belt: effects of lithospheric plate interaction and mantle plumes // *Int. Geol. Rev.* – 1996. – 38. – P. 430–466.
17. Лисицын А.П. Лавинная седиментация и перерывы в осадконакоплении в морях и океанах. Тр. АН СССР, Институт Океанологии им П.П. Ширшова. –М.: Наука, 1988. –308с. (Lisitsyn A.P. Avalanche sedimentation and interruptions in sedimentation in the seas and oceans; Academy of Sciences of the USSR, Shirshov Institute of Oceanology. –Moscow: Nauka, 1988. – 308 p.)
18. Burg J.P. Geology of the onshore Makran accretionary wedge: Synthesis and tectonic interpretation // *Earth-Science Reviews.* – 2012. –V. 185. – P. 1210-1231.
19. Golonka J. Plate tectonic evolution of the southern margin of Eurasia in the Mesozoic and Cenozoic // *Tectonophysics.* – 2004. – 381. – P. 235–273.
20. Zorin Yu.A. Geodynamics of the western part of the Mongolia-Okhotsk collisional belt, Trans-Baikal region (Russia) and Mongolia // *Tectonophysics.* – 1999. – 306. – P. 33–50.
21. Davies C., Allen M., Buslov M., Safonova I. Deposition in the Kuznetsk Basin, Siberia: insights into the Permian-Triassic transition and the Mesozoic evolution of Central Asia // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology.* – 2010. – V. 295. – P. 307–322.
22. Le Heron D.P., Buslov M.M., Davies C., Richards K., Safonova I.Yu. Evolution of Mesozoic fluvial systems along the SE flank of the West Siberian Basin, Russia // *Sedimentary Geology.* – 2008. – V. 208. – P. 45–60.

© М. М. Буслов, А. В. Куликова, 2021

СТРОЕНИЕ, СОСТАВ И ОБСТАНОВКИ ФОРМИРОВАНИЯ КУОНАМСКОЙ СВИТЫ ВОСТОЧНОЙ ОКРАИНЫ АНАБАРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Ирина Валерьевна Вараксина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: varaksinaiv@ipgg.sbras.ru

В результате анализа кернового материала выяснены особенности строения, литологического состава и условий седиментации куонамской свиты, вскрытой скважинами на восточной окраине Анабарской нефтегазоносной области в бассейне р. Кюленке. На основе полученных данных сделан вывод о формировании изученных высокоуглеродистых пород в глубоководных условиях открытого моря в восстановительных, преимущественно эвксинных обстановках.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Анабарская нефтегазоносная область, куонамская свита, литология, седиментация

THE STRUCTURE, COMPOSITION AND DEPOSITIONAL ENVIRONMENTS OF KUONAMKA FORMATION IN THE EAST OF ANABAR OIL-AND-GAS REGION

Irina V. Varaksina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Ave., Ph.D., Senior Researcher, e-mail: varaksinaiv@ipgg.sbras.ru

The structural features, lithological composition and sedimentation conditions of the Kuonamka Formation were identified in the analysis of core material uncovered by wells in the east of Anabar oil-and-gas region in the basin of the Kyulenke River. It was established that the studied highly carbonaceous rocks accumulated in deep-water conditions of the open sea in reducing, mainly euxinic environments.

Keywords: Siberian platform, Anabar oil-and-gas region, Kuonamka Formation, lithology, sedimentation

Высокоуглеродистые отложения доманикового типа, которые традиционно рассматриваются в качестве основных источников генерации углеводородов, широко распространены на востоке Сибирской платформы. Они выделены в куонамскую битуминозную карбонатно-сланцевую формацию, объединяющую одноименную свиту и её возрастные аналоги [1, 2 и др.]. Куонамская свита развита на большей части Анабарской антеклизы, территория которой относится к Анабарской нефтегазоносной области (НГО) [3]. Объектом исследования стали доманикоидные отложения Мунского сводового поднятия, расположенного на восточной окраине НГО, вскрытые скважинами в бассейне р. Кюленке (Рис. 1).

Осадочный чехол в этом районе сложен терригенно-карбонатными породами верхнепротерозойско-кембрийского возраста, которые перекрываются четвертичными отложениями. Амплитуда размыва кембрийских толщ сильно

варьирует (от нижнего до верхнего кембрия). Куонамская свита соответствует верхней части нижнего кембрия (ботомский и тойонский ярусы) и нижней части среднего кембрия (амгинский ярус) [1, 4 и др.]. В научной литературе существуют разные точки зрения относительно обстановки формирования высокоуглеродистых куонамских отложений. Исследователи, опирающиеся на палеотектонический анализ, считают, что седиментация происходила в условиях относительно неглубокого (первые сотни метров) морского бассейна [5]. Сторонники комплексного подхода, в основе которого лежит фациально-седиментационное моделирование, рассматривают их как осадки глубоководного некомпенсированного окраинно-депрессийного бассейна с аноксичной средой [6, 7].



Рис. 1. Местоположение изученных разрезов

Для выяснения литолого-седиментационных характеристик рассматриваемых пород были проведены комплексные исследования на основе поляризационной и сканирующей электронной микроскопии с применением рентгеноспектрального микрозонда и привлечением данных рентгеноструктурного, рентгенофлуоресцентного и микроэлементного анализов. Также учитывалось содержание органического углерода, определение которого проводилось сотрудниками лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН.

В изученных разрезах куонамская свита согласно залегает на глинисто-известковых отложениях эмяксинской свиты и характеризуется выдержанным строением и мощностью (рис. 2). В её составе выделяются четыре литолого-стратиграфических горизонта [1, 4, 8].

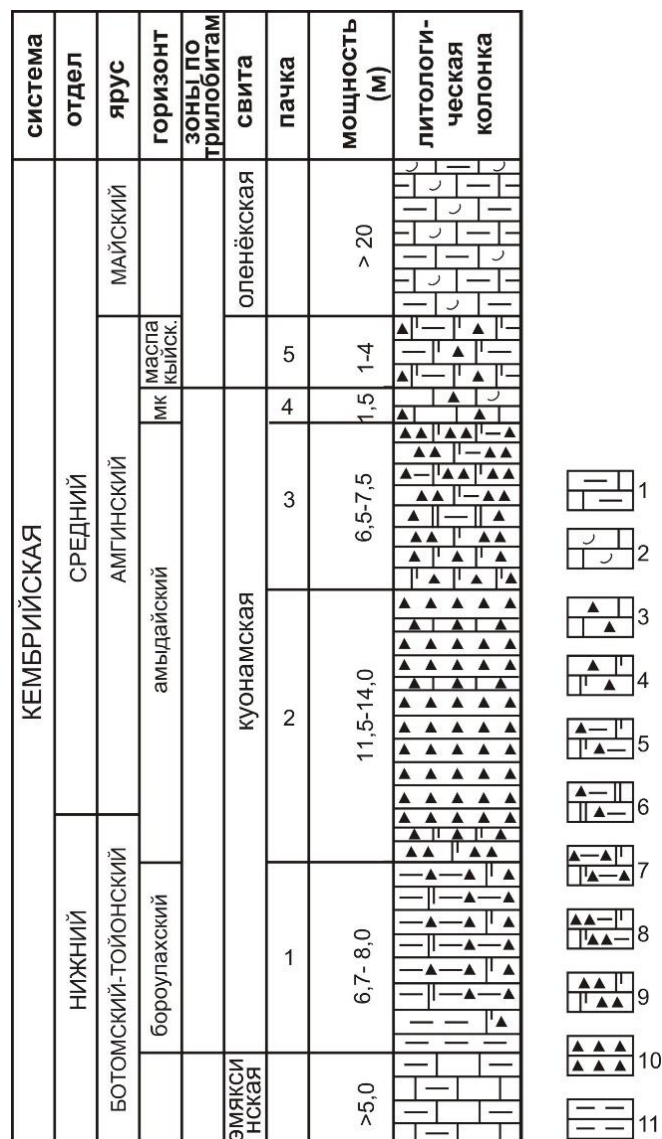


Рис. 2. Сводная литолого-стратиграфическая колонка ниже-среднекембрийских отложений, вскрытых скважинами Серкинского участка (бассейн р. Кюленке). Условные обозначения:

1 – известняки глинистые; 2 – известняки с фаунистическим детритом; 3 – известняки кремнистые; 4 – кремнисто-карбонатные породы; 5 – глинисто-кремнисто-карбонатные породы; 6 – доломиты глинисто-кремнистые; 7 – карбонатно-глинисто-кремнистые породы; 8 – силициты глинисто-карбонатные; 9 – силициты карбонатные; 10 – силициты; 11 – аргиллиты.

Вышележащий наиболее мощный (около 20 м) амыдайский горизонт во всех разрезах характеризуется двучленным строением. Нижняя пачка сложена чёрными углеродистыми кремнистыми известняками, смешанными карбонатно-кремнистыми породами и преимущественно известковыми силицитами с существенным содержанием $C_{орг}$ (5-15 %). В целом в отложениях этой пачки доминирует кремнистая составляющая. В верхней пачке возрастает вклад глинистого материала (от 2 % до 12 %) и карбонатной компоненты, в которой начинает

преобладать доломит, при этом концентрация органического вещества уменьшается от 17 % в низах пачки до 2-3 % в кровле. Наиболее высокое содержание ОВ фиксируется в породах смешанного состава (микститах).

Следующий горизонт - малокуонамский, несмотря на небольшую мощность (0,3-1,7 м) также рассматривается в качестве реперного, поскольку отличается специфическим составом и прослеживается практически на всей площади развития формации [1, 4, 9]. Для малокуонамских отложений характерна более светлая окраска и присутствие обломков скелетной фауны (брахиопод, трилобитов и др.). В изученных разрезах горизонт (мощностью 1,0-1,5 м) представлен сильно раздробленными глинистыми известняками с редким фаунистическим детритом неопределённого генезиса.

В кровле куонамской свиты залегает пачка (1-4 м) глинисто-кремнисто-карбонатных тонкослоистых пород, относящихся к маспакыйскому горизонту. Слоистость обусловлена чередованием слойков в разной степени обогащенных глинистым, кремнистым или карбонатным веществом. Содержание кальцита, доломита и кремнезёма варьирует в пределах 20-35 %, а глинистого материала от 7 до 19 %. Смешанные породы горизонта отличаются низким содержанием органического вещества 2-3 %. Углеродистые куонамские отложения согласно перекрываются светло-серыми и пестроцветными известняками оленёкской свиты.

Анализ строения и состава куонамской свиты показал, что в ней присутствует три основных пороодообразующих компонента: глинистый, кремнистый и карбонатный, соотношения между которыми в каждом горизонте различны. В двух нижних горизонтах преобладает кремнистая составляющая, а в верхних - карбонатная. Кремнезём присутствует в виде тонкозернистого агрегата, представляющего смесь тонкокристаллического кварца и халцедона, по которому, как правило, рассеяны спикулы губок, выполненные халцедоном со сферолиново-волокнуистой структурой. Часто наблюдается раскристаллизация биогенных остатков с последующей трансформацией в тонкозернистую форму, что свидетельствует о доминировании биогенной кремнистой седиментации. Карбонатная часть представлена кальцитом и доломитом, преимущественно неяснокристаллическими, нередко совместно выполняющими тонкие слойки и прослои (≤ 30 см). Яснокристаллический кальцит слагает фаунистический детрит неясного генезиса. Поскольку содержание остатков фауны весьма незначительное, можно предположить, что накопление карбонатного микрита в основном было связано с привносом тонкоперетертого материала из более мелководных областей и, в существенно меньшей степени, с отмиранием планктонных и бентосных организмов. Лишь в малокуонамском горизонте наблюдается некоторое усиление вклада биокластического материала. В составе глинистой составляющей доминирует иллит, большую роль играют смектит и смешанослойный иллит-смектит. Эпизодически (в основном в бороулахском горизонте) в виде примеси появляется хлорит, в очень незначительных количествах встречается каолинит. Преобладание смектита и иллита, а также практически полное отсутствие каолинита указывает на значительную удаленность источника сноса. Кроме основных компонентов, в качестве пороодообразующего нередко выступает органическое

вещество, которое присутствует в различной форме. Микроскопическое исследование показало, что наиболее распространено дисперсное (размер частиц не более 0,05 мм) и мелкодетритовое (частицы от 0,05 до 0,5 мм) ОВ, находящееся в рассеянной форме и/или образующее послойные скопления. Наблюдается разная степень преобразования органических частиц: от наименее измененных гелефицированных пленок и нитей цианобактериального планктона к практически полностью углефицированным бесструктурным остаткам неясного генезиса. Кроме того, нередко встречается аморфное органическое вещество, обособляющееся в виде уплощенных послойно ориентированных линз, по облику сходное с коллоальгинитом, что подтверждает данные геохимических исследований о смешанном водорослево-бактериальном биоценозе куонамского бассейна [10].

Таким образом, литологические особенности изученных пород, такие как наличие тонкой слоистости, преобладание в карбонатной составляющей тонкоперетертого автохтонного лито- и биокластового материала, отсутствие крупных органических остатков, широкое развитие спонголитовых кремней, минимальное содержание терригенного материала указывают на то, что осадконакопление происходило в удаленной от берега глубоководной зоне открыто-морского бассейна при спокойном гидродинамическом режиме. Геохимическая среда в кремнисто-карбонатных илах была восстановительной, преимущественно эвксинной, о чем свидетельствуют значительное содержание органического вещества, повышенные концентрации урана и молибдена, обилие фрамбоидального пирита. Полученные данные подтверждают гипотезу о существовании во второй половине раннего - начале среднего кембрия на северо-востоке Сибирской платформы глубоководного «голодного» бассейна.

Исследование выполнено при поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0021

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бахтуров С.Ф., Евтушенко В.М., Переладов В.С. Куонамская битуминозная карбонатносланцевая формация. – Новосибирск: Наука, 1988. – 160 с.
2. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. Геология нефти и газа Сибирской платформы. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
3. Конторович А.Э., Мельников Н.В., Старосельцев В.С. Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. Сборник научных трудов. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1975. – С. 4-21.
4. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири. Ч. 1. Верхний протерозой и нижний палеозой. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1983. – 215 с.
5. Старосельцев В.С., Шишкин Б.Б. Обстановки накопления углеродистых пород кембрия Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5-6. – С. 787–796.
6. Сухов С.С., Шабанов Ю.Я., Пегель Т.В., Сараев С.В., Филиппов Ю.Ф., Коровников И.В., Сундуков В.М., Федоров А.Б., Варламов А.И., Ефимов А.С., Конторович В.А., Конторович А.Э. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016. – 497 с.
7. Сухов С.С. Палеогеография как инструмент реконструкции кембрийского рифообразования на востоке Северо-Тунгусской нефтегазоносной области: от истории исследования к

перспективам // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 3. – http://www.ngtp.ru/rub/4/27_2018.pdf

8. Савицкий В.Е. Стратиграфия и фации нижнего и среднего кембрия Сибирской платформы: Автореф. дис. док. геол.-мин. наук. – Новосибирск: 1971. – 44 с.

9. Шабанов Ю.Я. Малокуонамский маркирующий горизонт Синско-Ботомской фациальной области кембрия Сибирской платформы // Материалы по региональной геологии Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1974. – С. 17-21.

10. Парфенова Т.М., Коровников И.В., Иванова Е.Н., Меленевский В.Н. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород среднего кембрия (северо-восток Сибирской платформы) // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 64–72.

REFERENCES

1. Bahturov S.F., Evtushenko V.M., Pereladov V.S. Kuonamskaya bituminoznaya karbonatnoslanцевая формация. – Новосибирск: Nauka, 1988. – 160 s.

2. Anciferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P. Geologiya nefiti i gaza Sibirskoj platformy. – М.: Nedra, 1981. – 552 s.

3. Kontorovich A.E., Mel'nikov N.V., Starosel'cev B.C. Neftegazonosnye provincii i oblasti Sibirskoj platformy // Geologiya i neftegazonosnost' Sibirskoj platformy. Sbornik nauchnyh trudov. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1975. – С. 4-21.

4. Resheniya Vsesoyuznogo stratigraficheskogo soveshchaniya po dokembriyu, paleozoyu i chetvertichnoj sisteme Srednej Sibiri. CH. 1. Verhnij proterozoj i nizhnij paleozoj. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1983. – 215 s.

5. Starosel'cev V.S., SHishkin B.B. Obstanovki nakopleniya uglerodistykh porod kembriya Sibirskoj platformy // Geologiya i geofizika. – 2014. – Т. 55. – № 5-6. – С. 787–796.

6. Suhov S.S., SHabanov YU.YA., Pegel' T.V., Saraev S.V., Filippov YU.F., Korovnikov I.V., Sundukov V.M., Fedorov A.B., Varlamov A.I., Efimov A.S., Kontorovich V.A., Kontorovich A.E. Stratigrafiya neftegazonosnykh bassejnov Sibiri. Kembrij Sibirskoj platformy – Новосибирск: INGG SO RAN, 2016. – 497 s.

7. Suhov S.S. Paleogeografiya kak instrument rekonstrukcii kembrijskogo rifoobrazovaniya na vostoке Severo-Tungusskoj neftegazonosnoj oblasti: ot istorii issledovaniya k perspektivam // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. – 2018. – Т. 13. – № 3. – http://www.ngtp.ru/rub/4/27_2018.pdf.

8. Savickij V.E. Stratigrafiya i facii nizhnego i srednego kembrija Sibirskoj platformy: Avtoref. dis. dok. geol.-min. nauk. – Новосибирск: 1971. – 44 s.

9. SHabanov YU.YA. Malokuonamskij markiruyushchij gorizont Sinsko-Botomskoj facial'noj oblasti kembriya Sibirskoj platformy // Materialy po regional'noj geologii Sibiri. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1974. – С. 17-21.

10. Parfenova T.M., Korovnikov I.V., Ivanova E.N., Melenevskij V.N. Geohimiya organicheskogo veshchestva nefteproizvodyashchih porod srednego kembriya (severo-vostok Sibirskoj platformy) // Geologiya nefiti i gaza. – 2011. – № 5. – С. 64–72.

© И. В. Вараксина, 2021

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ НАФТИДООБРАЗОВАНИЯ В ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Елена Александровна Глухова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, инженер, e-mail: GlukhovaEA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент

Павел Иванович Сафронов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., научный сотрудник, e-mail: SafronovPI@ipgg.sbras.ru

Лев Маркович Бурштейн

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, д.г.-м.н. главный научный сотрудник, e-mail: levi@ipgg.sbras.ru

Выполнено одномерное бассейновое моделирование в четырех скважинах для реконструкции термической истории отложений и реконструкции эффективных значений плотности теплового потока.

Ключевые слова: нефть, газ, кероген, баженовская свита, рассеянное органическое вещество, бассейновое моделирование

OIL AND GAS MODELING GENERARION IN THE JURASSIC SEDIMENTS IN THE SOUTH-EASTERN OF THE WEST SIBERIAN PETROLEUM PROVINSE

Elena A. Glukhova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., engineer, e-mail: GlukhovaEA@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova st. 2, student

Pavel I. Safronov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Researcher, e-mail: SafronovPI@ipgg.sbras.ru

Lev M. Burshtein

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Dr. Sc., Chief Scientist, e-mail: levi@ipgg.sbras.ru

The article presents the one-dimensional basin modeling performed in four wells to reconstruct the thermal history of deposits and reconstruct the effective values of the heat flow density.

Keywords: oil, gas, kerogen, Bazhenov formation, dispersed organic matter, basin modeling

Территория исследования находится в Томской, Омской и северных районах Новосибирской области (Рис. 1) и приурочена к Васюганской и южной части Каймысовской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.



Рис. 1. Административная карта исследуемой территории на юго-востоке Западной Сибири

Промышленные притоки нефти связаны в основном с келловей-волжскими отложениями [1]. В верхнеюрской части разреза выделяется регионально выдержанный пласт Ю₁, являющийся резервуаром. Его перекрывают кремнисто-глинисто-известковистые породы баженовской свиты, которые выступают как в роли региональной покрышки, так и в роли крупнейшего источника углеводородов в Западной Сибири.

Целью исследования являлась реконструкция динамики и масштабов генерации углеводородов в баженовской нефтегазопроизводящей толще.

Для реконструкции термической истории отложений и реконструкции эффективных значений плотности теплового потока через основание осадочного чехла было выполнено одномерное бассейновое моделирование в четырех скважинах (Рис. 1).

История процессов осадконакопления была восстановлена методом разуплотнения разреза из лито-стратиграфических колонок, содержащих информацию о литологии, современных глубинах и абсолютных возрастах стратиграфических горизонтов. Калибровка тепловой истории отложений выполнена на основе распределения по площади и в разрезе современных значений отражательной способности витринита – R_o^{vt} . Были использованы постоянные во

времени значения плотностей, поэтому полученные оценки надо рассматривать как «эффективные» [2,3,4].

Исходя из рассчитанных значений степени преобразованности органического вещества и современных содержаний органического углерода [5,6] были восстановлены начальные концентрации органического вещества в породах баженовской свиты.

Кинетические характеристики органического вещества были получены в ИНГГ СО РАН после обработки результатов пиролитических экспериментов слабо преобразованных образцов и использованы для реконструкции динамики процессов генерации углеводородов.

В скважине Бочкаревская №2 по результатам калибровки тепловой истории значение эффективной плотности теплового потока на нижней границе верхней мантии составило 30 МВт/м². Расчётное современное значение отражательной способности витринита в баженовской нефтегазопроизводящей толще достигает 0,59 %, что соответствует началу главной зоны нефтегазообразования (МК₁¹). Расчётные массы генерированных жидких и газообразных продуктов 71,2 и 6,2 тыс. тонн/км² за соответственно (Рис. 2). Степень преобразованности органического вещества не велика – 1,9 %.

В скважине Ракитинская №1 по результатам калибровки тепловой истории значение эффективной плотности теплового потока на нижней границе верхней мантии составило 40 МВт/м². Расчётное современное значение отражательной способности витринита в баженовской нефтегазопроизводящей толще достигает 0,72 %, что соответствует главной зоне нефтегазообразования и градации катагенеза МК₁².

Расчётные массы генерированных жидких и газообразных продуктов 1383,4 и 116,4 тыс. тонн/км² соответственно (Рис. 2). Степень преобразованности органического вещества – 19,5 %.

В скважине Пешковская №13 по результатам калибровки тепловой истории значение эффективной плотности теплового потока на нижней границе верхней мантии составило 45 МВт/м². Расчётное современное значение отражательной способности витринита в баженовской нефтегазопроизводящей толще достигает 0,84 %, что соответствует главной зоне нефтегазообразования (МК₁²). Расчётные массы генерированных жидких и газообразных продуктов 4473,7 и 366,8 тыс. тонн/км² соответственно (Рис. 2). Степень преобразованности органического вещества – 56,7 %.

В скважине Сергеевская №5 по результатам калибровки тепловой истории значение эффективной плотности теплового потока на нижней границе верхней мантии составило 45 МВт/м². Расчётное современное значение отражательной способности витринита в баженовской нефтегазопроизводящей толще достигает 0,91 %, что соответствует градации катагенеза МК₂. Расчётные массы генерированных жидких и газообразных продуктов 3443,3 и 274,6 тыс. тонн/км² соответственно (Рис. 2). Степень преобразованности органического вещества – 74,4 %.

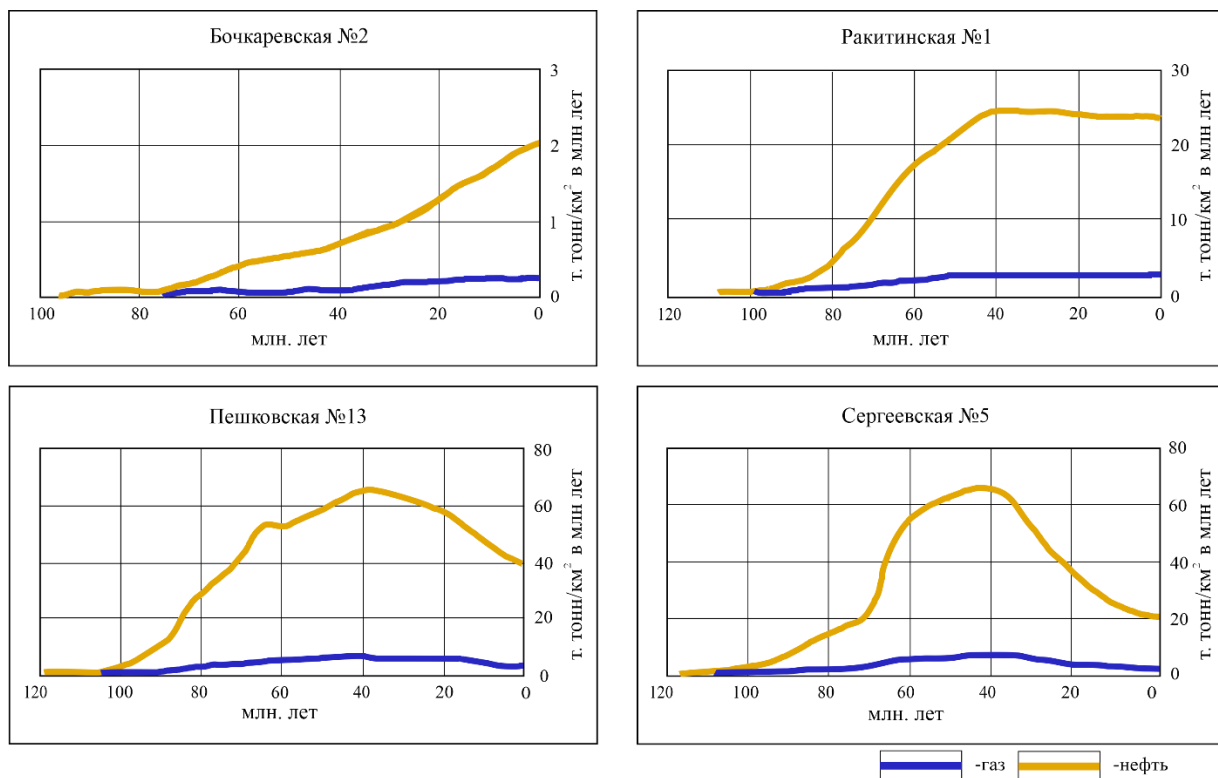


Рис. 2. Интенсивность генерации нефти и газа баженовской свитой в разрезах скважин: Бочкаревская №2, Ракитинская №1, Пешковская №13, Сергеевская №5

Согласно исследованию, тепловая история отложений может значительно отличаться в границах исследуемой территории, о чем свидетельствует распределение по площади и в разрезе современных значений отражательной способности витринита [2]. Породы баженовского горизонта находятся в диапазоне градаций катагенеза – $МК_1^2$ – $МК_2$, в продуктах генерации преобладает жидкая составляющая.

Определяющими факторами, контролирующими распределение плотности теплового потока в Западно-Сибирском осадочном бассейне, могут быть: строение, возраст и глубина залегания фундамента в сочетании с гидрогеологическими условиями [7]; повышение значений теплового потока в областях глубоких разломов [8]; гидрогеологические условия [9]; история тектонического развития бассейна, наличие в разрезе пород с различными теплофизическими свойствами, влияние резких вариаций климата [10].

На существующем этапе исследования сложно сказать какими из перечисленных факторов (или их сочетания) контролируется распределение эффективного глубинного потока на территории исследования.

На следующих этапах исследования для построения схемы эффективного теплового потока через нижнюю границу верхней мантии на территории исследования планируется выполнить бассейновое моделирование в дополнительных скважинах.

Исследования выполнены при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Новосибирской области в рамках Проекта №19-45-54005 р_а «Разработка фундаментальных основ поисков и подсчета трудноизвлекаемых запасов нефти баженовской свиты Западной Сибири, включая оценку ресурсов Новосибирской области».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. –114 с.
2. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11. – С. 1191-1200.
3. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества. Методы диагностики. – Lambert Academic Publishing, 2012. – 226 с.
4. Фомин А.Н., Конторович А.Э., Красавчиков В.О. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11—12. – С. 1875-1887.
5. Рыжкова С.В., Бурштейн Л.М., Ершов С.В., Казаненков В.А., Конторович А.Э., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Никитенко Б.Л., Фомин М.А., Шурыгин Б.Н., Бейзель А.Л., Борисов Е.В., Золотова О.В., Калинина Л.М., Пономарева Е.В. Баженовский горизонт Западной Сибири: строение, корреляция и толщины // Геология и геофизика. – 2018. – Т.59. – №7. – С. 1053-1074.
6. Рыжкова С.В., Пономарева Е.В., Замирайлова А.Г. Строение баженовского резервуара и прогноз нефтеносности горизонта Ю₀ баженовской свиты в юго-восточных районах Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 4. – С. 1-23.
7. Ставицкий Б.П. Геотермические условия Западно-Сибирской низменности // Геология СССР. Т. 44. Западно-Сибирская Низменность. Ч. II. Нефтегазоносность и гидрогеологические условия. – М.: Недра, 1964 – С. 205–209.
8. Кругликов Н.М. Связь между разломами в фундаменте и тепловыми аномалиями в чехле // Сравнительный анализ нефтегазоносности и тектоники Западно-Сибирской плиты. – Л.: Недра, 1965. - С. 117-124.
9. Маврицкий Б.Ф. О геотермических условиях Западно-Сибирского артезианского бассейна // Докл. АН СССР. – 1959. – Т. 129. – №5. – С. 1134-1137.
10. Курчиков А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. – М.: Недра, 1992. – 231 С.

REFERENCES

1. Reshenie 6-go Mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozojskikh otlozhenij Zapadnoj Sibiri. Novosibirsk, 2003 g. – Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2004. –114 s.
2. Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Katagenez organicheskogo veshchestva v krovle i podoshve yurskogo kompleksa Zapadno-Sibirskogo megabassejna // Geologiya i geofizika. – 2009. – Т. 50. – № 11. – С. 1191-1200.
3. Fomin A.N. Katagenez organicheskogo veshchestva. Metody diagnostiki. – Lambert Academic Publishing, 2012. – 226 s.
4. Fomin A.N., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O. Katagenez organicheskogo veshchestva i perspektivy neftegazonosnosti yurskikh, triasovykh i paleozojskikh otlozhenij severnykh rajonov

Zapadno-Sibirskogo megabassejna // *Geologiya i geofizika*. – 2001. – T. 42. – № 11—12. – С. 1875-1887.

5. Ryzhkova S.V., Burshtejn L.M., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Nekhaev A.YU., Nikitenko B.L., Fomin M.A., SHurygin B.N., Bejzel' A.L., Borisov E.V., Zolotova O.V., Kalinina L.M., Ponomareva E.V. Bazhenovskij gorizont Zapadnoj Sibiri: stroenie, korrelyaciya i tolshchiny // *Geologiya i geofizika*. – 2018. – T.59. – №7. – S. 1053-1074.

6. Ryzhkova S.V., Ponomareva E.V., Zamirajlova A.G. Stroenie bazhenovskogo rezervuara i prognoz neftenosnosti gorizonta YU0 bazhenovskoj svity v yugo-vostochnyh rajonah Zapadnoj Sibiri // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. – 2020. – T. 15. – № 4. – S. 1-23.

7. Stavickij B.P. Geotermicheskie usloviya Zapadno-Sibirskoj nizmennosti // *Geologiya SSSR*. T. 44. Zapadno-Sibirskaya Nizmennost'. CH. II. Neftegazonosnost' i gidrogeologicheskie usloviya. – M.: Nedra, 1964 – S. 205–209.

8. Kruglikov N.M. Svyaz' mezhdu razlomami v fundamente i teplovymi anomalijami v chekhle // *Sravnitel'nyj analiz neftegazonosnosti i tektoniki Zapadno-Sibirskoj plity*. – L.: Nedra, 1965. – S. 117-124.

9. Mavrickij B.F. O geotermicheskih usloviyah Zapadno-Sibirskogo artezijskogo bassejna // *Dokl. AN SSSR*. – 1959. – T. 129. – №5. – S. 1134-1137.

10. Kurchikov A.R. *Gidrogeotermicheskie kriterii neftegazonosnosti*. – M.: Nedra, 1992. – 231 S.

© *Е. А. Глухова, П. И. Сафронов, Л. М. Бурштейн, 2021*

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ ЮЖНО-КАРСКОЙ НГО

Софья Михайловна Гусева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, e-mail: GusevaSM@ipgg.sbras.ru

Настоящая работа посвящена комплексному научному анализу геолого-геофизических материалов по южной части шельфа Карского моря, перспективы нефтегазоносности которой оцениваются чрезвычайно высоко, и сопредельным территориям ЯНАО.

Ключевые слова: Сейсмостратиграфия, Карское море, берриас-нижнеаптские отложения, апт-альб-сеноманский осадочный комплекс

OIL AND GAS POTENTIAL PROSPECTS OF SEDIMENTARY COMPLEX OF THE SOUTH KARA PETROLEUM REGION

Sofya M. Guseva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Junior Researcher, e-mail GusevaSM@ipgg.sbras.ru

This work is devoted to a comprehensive scientific analysis of geological and geophysical materials on the southern part of the Kara Sea shelf, the prospects for oil and gas potential of which are extremely high, and the adjacent territories of the Yamal-Nenets Autonomous District.

Keywords: Seismostratigraphy, Kara Sea, Berrias-lower Apt deposits, Apt-Alb-Cenomanian sedimentary complex

Территория исследований включает южную часть акватории Карского моря, которая в тектоническом плане представляет собой северное окончание Западно-Сибирского осадочного бассейна, и северные части п-вов Ямал и Гыданский, расположенные на континентальной окраине Западной Сибири. В нефтегазоносном отношении рассматриваемый в работе регион охватывает северные части Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областей (НГО) и Южно-Карскую НГО Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП).

Изучение Западной Сибири начиналось с южных, наиболее приближенных к крупным населенным пунктам районов, и в дальнейшем продвигалось на север. Начиная с 70-х гг. прошлого столетия основные центры газодобычи Западной Сибири располагались в Надым-Пурском междуречье, где находятся такие газовые гиганты, как Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и др. В этом регионе большинство уникальных по запасам сеноманских газовых залежей находятся в разработке более 3-4-х десятилетий и в значительной мере истощены. Это заставляет газовые компании продвигаться еще дальше на север. В частности, в 10-х гг. XXI века введены в эксплуатацию расположенные на п-ве Ямал

Бованенковское и Новопоротовское месторождения, готовится к разработке Геофизическое месторождения п-ва Гыдан и т.д [1,2].

В настоящее время одной из важнейших задач, стоящих перед российскими геологами, геофизиками и нефтяниками, является изучение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности арктических регионов России и шельфов северных морей [3].

Сейсмогеологическая характеристика Южно-Карской НГО

В Западной Сибири традиционно выделяют следующие сейсмогеологические мегакомплексы: палеозойский, триасовый, юрский, берриас-нижнеаптский (неокомский), апт-альб-сеноманский, турон-маастрихский и кайнозойский. В кровле и подошве эти сейсмогеологические комплексы контролируются реперными отражающими горизонтами: Ф – кровля фундамента, А – подошва терригенного триаса (кровля домезозойского осадочного комплекса), Т – кровля терригенного триаса, Б – кровля баженовской (гольчихинской) свиты, М – кровля нейтинской (кошайской) пачки, Г – подошва кузнецовской свиты, С – кровля ганькинской свиты. Эти отражающие горизонты характеризуются высоким энергетическим уровнем и надежно выделяются, и трассируются по временным сейсмическим разрезам (рис. 1).

Благодаря анализу волновых полей на сейсмических временных разрезах, пересекающих Карское море и п-ва Ямал и Гыдан можно сделать вывод, что все сейсмические реперы и сейсмогеологические мегакомплексы, выделяемые на континенте, продолжают в Южно-Карскую региональную депрессию.

Сейсмогеологические мегакомплексы характеризуются на временных разрезах переменным амплитудным субпараллельным рисунком сейсмической записи. Исключение составляет неокомский сейсмогеологический комплекс.

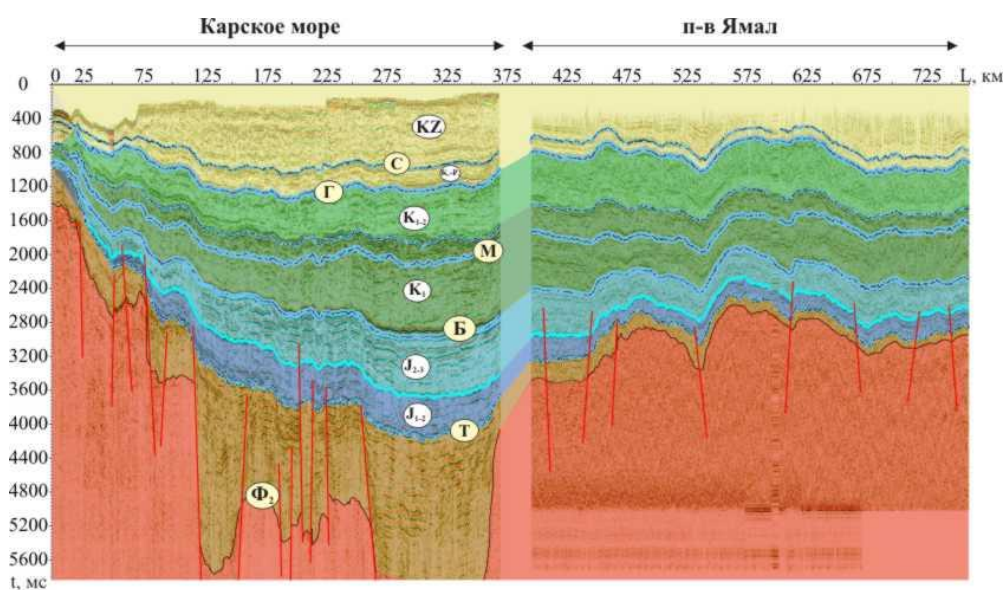


Рис. 1. Сейсмогеологический разрез по композитному профилю Reg_II-II (Карское море - п-ов Ямал).

Неокомский сейсмогеологический комплекс в Южно-Карской НГО, как и на территории всего Западно-Сибирского бассейна, имеет клиноформное строение (рис. 2). На временных разрезах в интервале берриас-барремских отложений выделяются косослоистые отражающие горизонты, которые последовательно приближаются к горизонту Б, формирующемуся на кровле юры. На широтных профилях, ориентированных параллельных архипелагу Новая Земля, выделяются клиноформы западного и восточного падения, которые сходятся в центральной части Южно-Карской региональной депрессии. На разрезах по меридиональным профилям фиксируются клиноформы южного и северного падения, которые сходятся вблизи береговой линии. Такой характер сейсмической записи позволяет сделать вывод о том, что источники сноса для формирования неокомского комплекса Южно-Карской НГО располагались на севере (архипелаг Новая Земля), западе (о. Вайгач) и северо-востоке (Сибирский порог), откуда поступал основной объем терригенного материала.

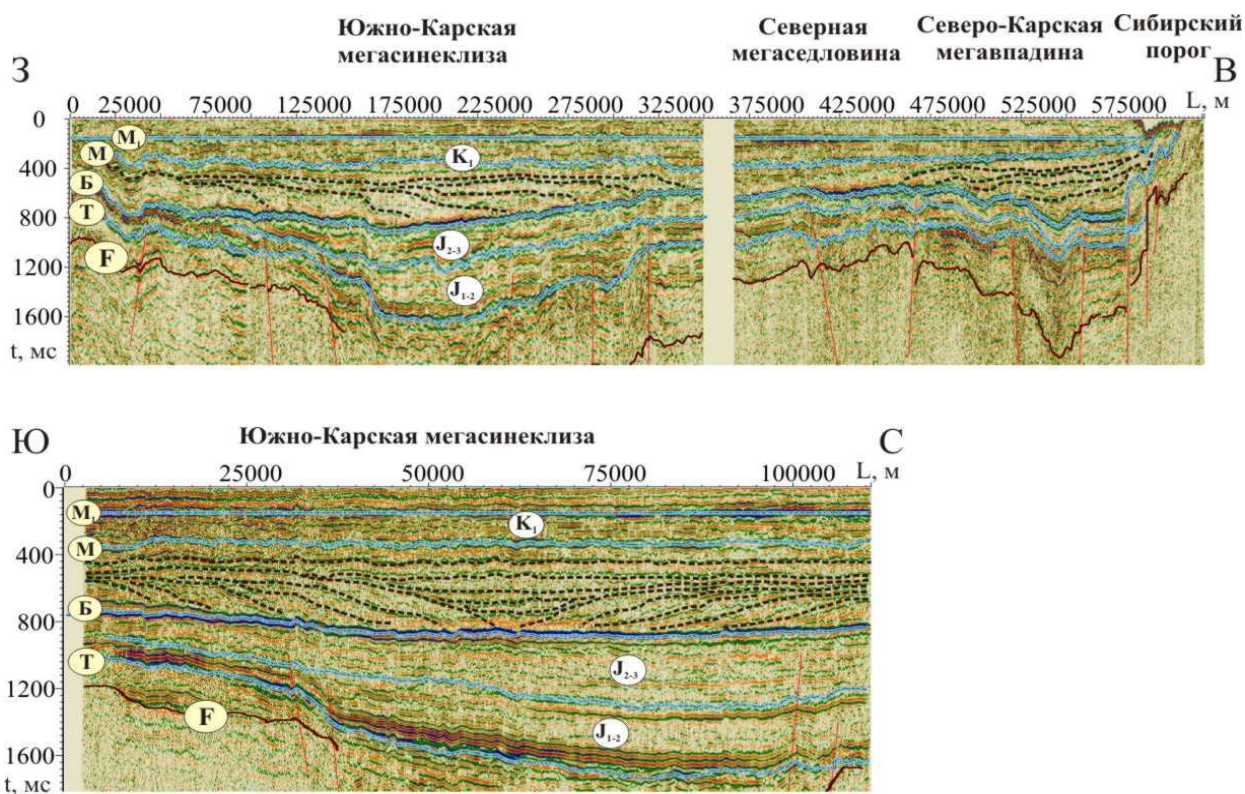


Рис. 2. Неокомские отложения на палеоразрезах по широтному Reg_13 и меридиональному 716n профилям

Также стоит отметить наличие в нижней части апт-альб-сеноманского комплекса отражающий горизонт М1, формирующийся на глинистой пачке, залегающей в подошве яронгской свиты, которая выполняет роль регионального флюидопора для залежей углеводородов (УВ) в верхне-аптских песчаных пластах

группы ТП. Для апт-альб-сеноманский отложений характерен прерывистый, слабоамплитудный рисунок сейсмической записи.

Перспективы нефтегазоносности Южно-Карской НГО

Северные и арктические регионы Западной Сибири традиционно являются преимущественно газonosными. В Ямальской и Гыданской НГО свободный газ составляет более 95% суммарных запасов углеводородов (УУВ). На северной окраине Западной Сибири основные скопления газа локализованы в средне-верхнеаптских отложениях, значительные запасы газа также сконцентрированы в сеноманском и берриас-нижнеаптском комплексах. Наиболее перспективными в отношении жидких углеводородов являются неокомские (берриас-нижнеаптские) и юрские резервуары.

Согласно выполненной в ИНГГ СО РАН количественной оценке, дифференциация углеводородов по типам флюидов и осадочным комплексам в Южно-Карской НГО имеет аналогичное распределение [4].

В настоящее время непосредственно на шельфе Карского моря открыто 3 месторождения. Уникальные по запасам залежи Русановского и Ленинградского газоконденсатных месторождений сконцентрированы в апт-альбских песчаных пластах. В 2013 г. вблизи архипелага Новая Земля компанией ОАО «Роснефть» открыто нефтегазоконденсатное месторождение «Победа», на котором открыты газовые залежи в апт-альбских и сеноманских отложениях, и промышленные притоки нефти получены из ниже-среднеюрских песчаных пластов. Кроме того, частично в акватории Карского моря, частично на континенте находятся Харасавэйское и Крузенштернское месторождения, залежи газа на которых также связаны с меловыми отложениями [3].

Анализ геолого-геофизических материалов показал, что крупные газовые залежи комплекса находят отражение в волновых сейсмических полях [5,6]. Причем эти сейсмические аномалии выделяются как в континентальной части исследуемой территории, так и в акватории. Газонасыщенные песчаники характеризуются существенно более низкими плотностными и скоростными характеристиками, чем водонасыщенные песчаники и вмещающие глинисто-алевритистые толщи, что приводит к формированию на них энергетически выраженных отраженных волн.

На высокоамплитудных поднятиях, к которым приурочены ***массивные сеноманские газовые залежи***, на временных разрезах часто выделяются газо-водяные контакты (ГВК) - на контакте газо- и водонасыщенных песчаников горизонта ПК1, залегающего под кузнецовским региональным флюидоупором, формируется интенсивная отраженная волна (рис. 3). На таких объектах под антиклинальными структурами, выделяемыми в рельефе приуроченного к кровле сеномана отражающего горизонта Г, фиксируются локально развитые отражающие сейсмические горизонты, которые в направлении склонов поднятий сливаются с горизонтом Г. Приуроченные к ГВК отражающие горизонты, как правило, прослеживаются квазигоризонтально, или имеют выпуклую вниз форму и секут

разновозрастные отложения. В частности, такая волновая картина наблюдается на месторождении Победа, расположенном вблизи ар-га Новая Земля и на Крузенштернском месторождении, которое частично расположено на п-ве Ямал, частично в акватории.

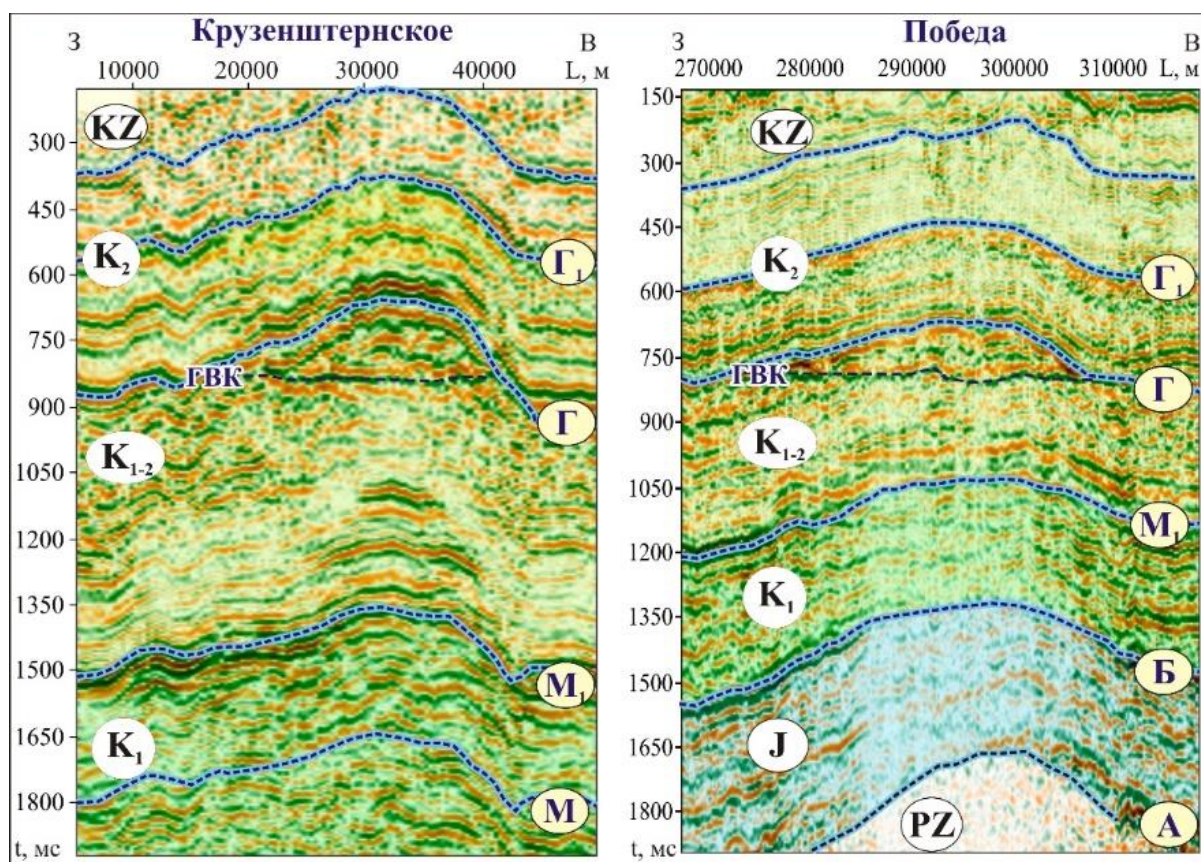


Рис. 3. Сейсмические образы сеноманских газовых залежей месторождений Крузенштернское и Победа

Апт-альбские и неокомские пластовые газовые залежи отображаются на временных разрезах резким увеличением амплитуд сейсмической записи и формированием сейсмической аномалии «яркого пятна» (рис. 4). Этот эффект существенно усиливается в случае наличия серии залежей в близкорасположенных газонасыщенных песчаных пластах, что является типичным для месторождений севера Западной Сибири.

В этом случае происходит формирование интерференционной волны, и энергия сейсмической аномалии существенно возрастает. В частности, такой характер сейсмической записи фиксируется на Ленинградском и Русановском месторождениях (рис. 4), расположенных на шельфе Карского моря.

Анализ рисунка сейсмической записи на разрезах, пересекающих неизученное бурением Татаринское поднятие, расположенное в северной части акватории, вблизи архипелага Новая Земля, позволяет выделить на этом объекте две сейсмические аномалии «яркого пятна», которые с большой степенью

вероятности характеризуют газовые залежи. Верхняя аномалия отвечает газовой залежи в средне-верхнеаптских пластах группы ТП, нижняя – газовой залежи в неокомских песчаных резервуарах (рис. 4).

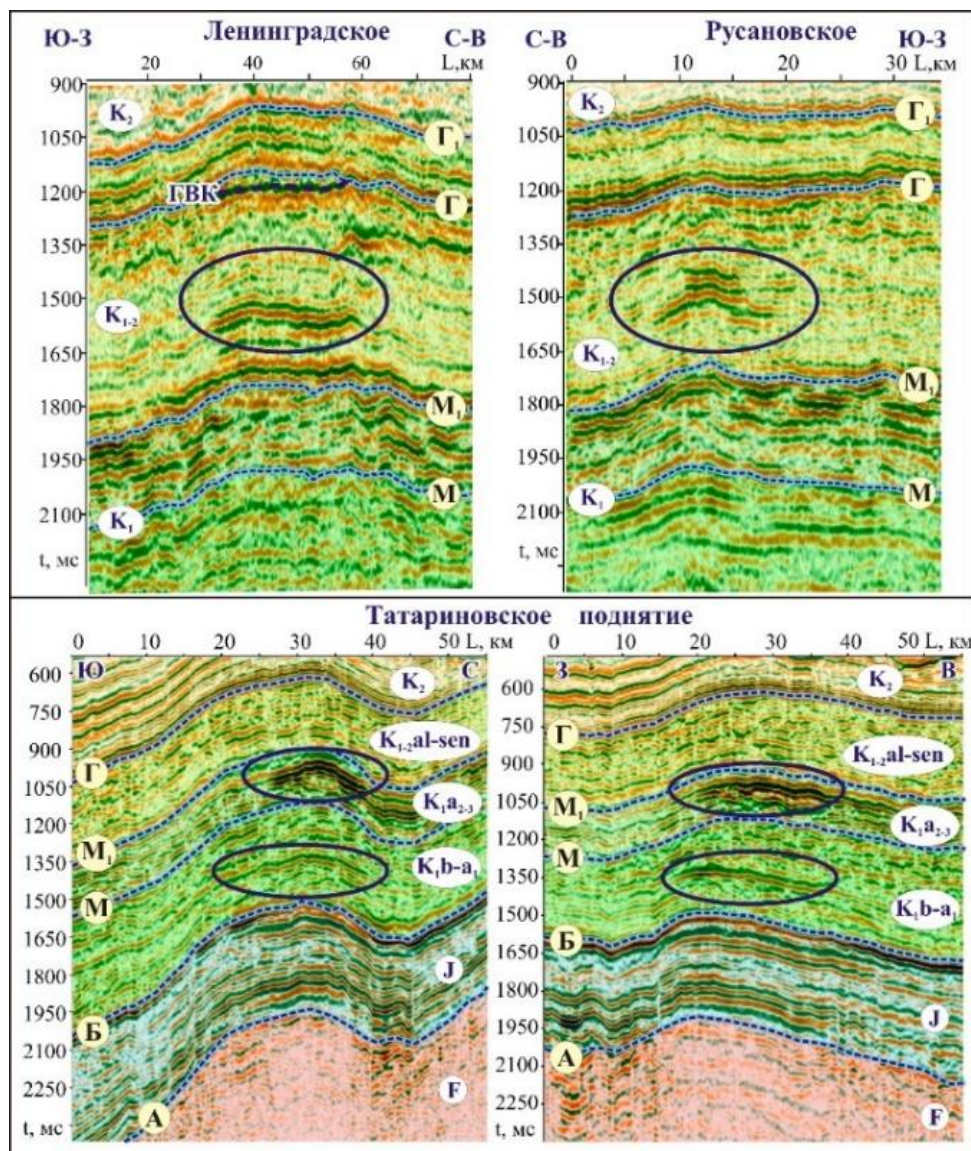


Рис. 4. Сейсмические аномалии “яркого пятна” на газовых залежах в альбских отложениях Ленинградского и Русановского месторождений; в средне-верхнеаптском и неомском комплексах Татаринновского поднятия (Карское море)

Выводы

Южная часть Карского моря является северным окончанием Западно-Сибирского осадочного бассейна, и в этом регионе наибольший интерес в отношении газоносности представляют берриас-нижнеаптские и апт-альб-сеноманские отложения, в отношении нефтеносности – юрские и неокомские песчаные резервуары.

Меловые газовые залежи находят отражение в волновых сейсмических полях:

- на поднятиях, контролирующих массивные сеноманские газовые залежи, на временных разрезах на контакте газо- и водонасыщенных песчаников формируется энергетически выраженный горизонт ГВК

- неокомские и апт-альбские пластовые газовые залежи отображаются на временных разрезах резким увеличением амплитуд сейсмической записи - аномалией «яркого пятна».

Работа выполнена в рамках проектов НИР ИНГГ СО РАН при финансовой поддержке РФФИ Ресурсы Арктики, проект 18-05-70105

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Каминский В.Д., Курчиков А.Р., Малышев Н.А., Прищепа О.М., Сафронов А.Ф., Ступакова А.В., Супруненко О.И. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 7–17.

2. Конторович А.Э. Пути освоения ресурсов нефти и газа российского сектора Арктики // Вестник РАН. – 2015. – Т. 85. – № 5/6. – С. 420–430.

3. Конторович В.А., Аюнова Д.В., Губин И.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Конторович А.Э., Малышев Н.А., Скворцов М.Б., Соловьев М.В., Сурикова Е.С. История тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазоносной области // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3-4. – С. 423–444.

4. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179–1226.

5. Конторович В.А., Сурикова Е.С., Аюнова Д.В., Гусева С.М. Сейсмические образы крупных газовых залежей в арктических регионах Западной Сибири и на шельфе Карского моря // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – № 4 (36). – С. 41-48.

6. Конторович В.А., Сурикова Е.С., Аюнова Д.В. Сейсмогеологические критерии газонности апт-альб-сеноманских отложений севера Западной Сибири (на примере Юбилейного месторождения) // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60. – № 5. – С. 732-746.

REFERENCES

1. Kontorovich A.E., Epov M.I., Burshtejn L.M., Kaminskij V.D., Kurchikov A.R., Malyshev N.A., Prishchepa O.M., Safronov A.F., Stupakova A.V., Suprunenko O.I. Geologiya, resursy uglevodorodov shel'fov arkticheskikh morej Rossii i perspektivy ih osvoeniya // Geologiya i geofizika. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 7–17.

2. Kontorovich A.E. Puti osvoeniya resursov nefti i gaza rossijskogo sektora Arktiki // Vestnik RAN. – 2015. – Т. 85. – № 5/6. – С. 420–430.

3. Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Gubin I.A., Kalinin A.YU., Kalinina L.M., Kontorovich A.E., Malyshev N.A., Skvorcov M.B., Solov'ev M.V., Surikova E.S. Istoriya tektonicheskogo razvitiya arkticheskikh territorij i akvatorij Zapadno-Sibirskoj neftegazonosnoj oblasti // Geologiya i geofizika. – 2017. – Т. 58. – №3-4. – С. 423–444.

4. Kontorovich A.E., Burshtejn L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Gus'kov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskij V.N., Livshic

V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. Istoriko-geologicheskoe modelirovanie processov naftidogeneza v mezozojsko-kajnozoijskom osadochnom bassejne Karskogo morya (bassejnovoe modelirovanie) // *Geologiya i geofizika*. – 2013. – T. 54. – № 8. – S. 1179—1226.

5. Kontorovich V.A., Surikova E.S., Ayunova D.V., Guseva S.M. Sejsmicheskie obrazy krupnyh gazovyh zalezhej v arkticheskikh regionah Zapadnoj Sibiri i na shel'fe Karskogo morya // *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. – 2018. – № 4 (36). – S. 41-48.

6. Kontorovich V.A., Surikova E.S., Ayunova D.V. Sejsmogeologicheskie kriterii gazonosnosti apt-al'b-senomanskih otlozhenij severa Zapadnoj Sibiri (na primere YUbilejnogo mestorozhdeniya) // *Geologiya i geofizika*. – 2019. – T. 60. – № 5. – S. 732-746.

© C. M. Gyceva, 2021

ВЛИЯНИЕ КИНЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КЕРОГЕНОВ НА ДИНАМИКУ И МАСШТАБЫ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ ВЕРХНЕЮРСКИХ НЕФТЕГАЗОПРОИЗВОДЯЩИХ ТОЛЩ СЕВЕРО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Алексей Андреевич Дешин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, e-mail: DeshinAA@ipgg.sbras.ru

Светлана Александровна Язикова

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова 2, студент, e-mail: Yazikovasa@ipgg.sbras.ru

Авторами было проведено одномерное моделирование четырех скважин северо-востока Западной Сибири. Оценены масштабы генерации углеводородов при использовании кинетических характеристик керогена II типа (Menil-2) и характеристик расчетного керогена для верхнеюрских нефтегазопроизводящих комплексов.

Ключевые слова: кинетические характеристики керогена, баженовский горизонт, бассейновое моделирование, Гыданская НГО

KEROGENES KINETIC PARAMETERS INFLUENCE ON THE HYDROCARBONS GENERATION DYNAMICS AND VOLUME BY THE EXAMPLE OF THE UPPER JURASSIC SOURCE ROCKS OF THE NORTH-EASTERN PART OF WEST SIBERIA

Aleksey A. Deshin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: DeshinAA@ipgg.sbras.ru

Svetlana A. Yazikova

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., student, e-mail: Yazikovasa@ipgg.sbras.ru

One-dimensional modeling of four well of the North-Eastern part of West Siberia was conducted. When using kinetic parameters of II type kerogen (Menil-2) and calculated kerogen characteristics for the Upper Jurassic source rocks hydrocarbons generation volume was estimated.

Keywords: kinetic parameters of kerogen, Bazhenovo formation, basin modeling, Gydan petroleum region

На сегодняшний день метод бассейнового моделирования является неотъемлемой составляющей геологоразведочных работ на нефти и газ. Суть метода заключается в восстановлении истории формирования осадочного бассейна, включая процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. Наиболее существенное влияние на оценку масштабов и динамики генерации

углеводородов оказывают кинетические характеристики керогенов. В простейших и наиболее широко распространенных моделях генерация углеводородов представляется как группа независимых параллельных реакций первого порядка [1]. В этом случае кинетические характеристики органического вещества задаются начальным генерационным потенциалом, единым для всех реакций частотным фактором (константой Аррениуса) и распределением начального генерационного потенциала по энергиям активации.

Объект исследования - гольчихинская и яновстанская свиты - верхнеюрские нефтегазопроизводящие толщи северо-востока Западной Сибири. В работе рассматривалась только их верхняя часть, входящая в баженовский горизонт, и являющаяся стратиграфическим аналогом баженовской свиты центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. По сложившимся представлениям кероген баженовской свиты центральных частей Западной Сибири является аквагенным и относится ко второму типу [2]. Во многих системах моделирования его отождествляют с одним из наиболее хорошо изученных керогенов II типа (Menil-1 или -2 [3]). В ряде работ по моделированию, в качестве керогена фациальных аналогов баженовской свиты также принимался базовый II тип керогена, хоть и с уменьшенным начальным генерационным потенциалом [4, 5, 6, 7, 8]. Согласно современным представлениям в северо-восточных районах бассейна керогены баженовского горизонта имеют смешанный тип с существенной долей аквагенного органического вещества [9]. Кинетические характеристики органического вещества гольчихинской и яновстанской свит были определены авторами по результатам специализированных пиролитических исследований. **Целью** настоящего исследования являлся сравнительный анализ расчетных масштабов генерации углеводородов керогенами с «библиотечными» и эмпирически определенными кинетическими характеристиками.

Кинетические характеристики органического вещества баженовской свиты обсуждались в ряде публикаций отечественных и зарубежных авторов [10, 11, 12, 13, 14].

Обзор современных методов и алгоритмов определения кинетических характеристик керогенов наиболее полно представлены в монографии Burnham'a [1] и ряде публикаций [3, 15, 16, 17].

В качестве **исходных данных** использовались результаты пиролиза четырех дебитуминизированных образцов из разреза гольчихинской свиты на Ушаковской и Пеляткинской площадях и яновстанской свиты на Сузунской и Озерной площадях (рис. 1). Для всех образцов выполнялись серии пиролитических экспериментов с разными скоростями нагрева при 3, 10, 30, 50 °С/мин. Для получения кинетических характеристик была использован программный комплекс, разработанный в ИНГГ СО РАН [18].

Результат расчёта считался корректными если математическая модель пиролитического эксперимента и фактические пиролитические кривые совпадали.

В целом картина распределения генерационного потенциала по энергиям активации керогенов яновстанской и гольчихинской свит практически идентична (рис. 2). Значение частотного фактора Аррениуса для кинетического

распределения яновстанской свиты составили $2.04 \cdot 10^{15} \text{ с}^{-1}$ для гольчихинской $1.99 \cdot 10^{15} \text{ с}^{-1}$. Из всех известных кинетических распределений керогенов, распределения, полученные для керогенов яновстанской и гольчихинской свит больше всего похожи на распределение генерационного потенциал керогена Brent (TemisFlow). Пик распределения генерационного потенциала также приходится на 58 Ккал/моль, но распределение генерационного потенциала керогена Brent несколько более широкое (рис. 2).

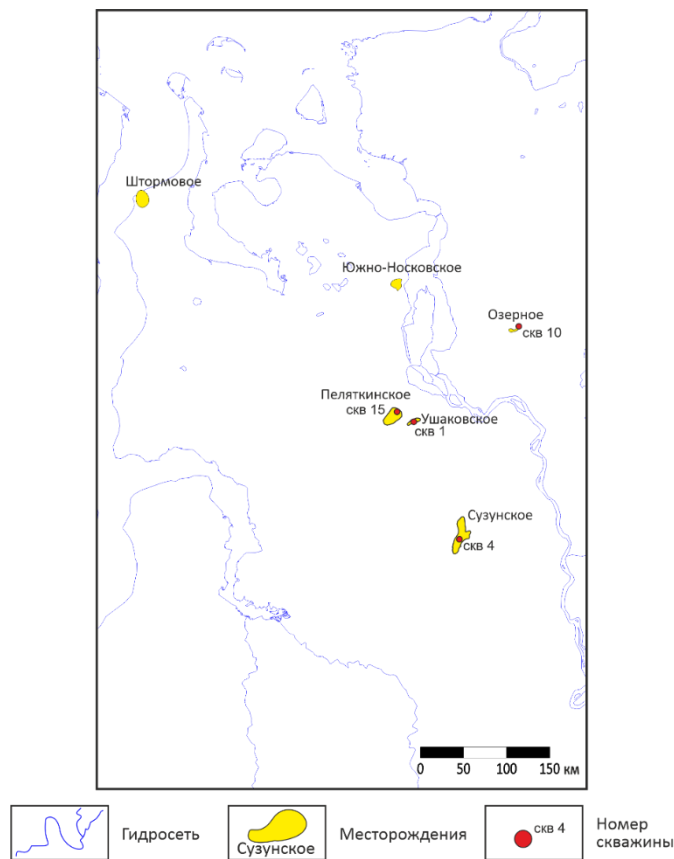


Рис. 1. Обзорная схема исследуемой территории

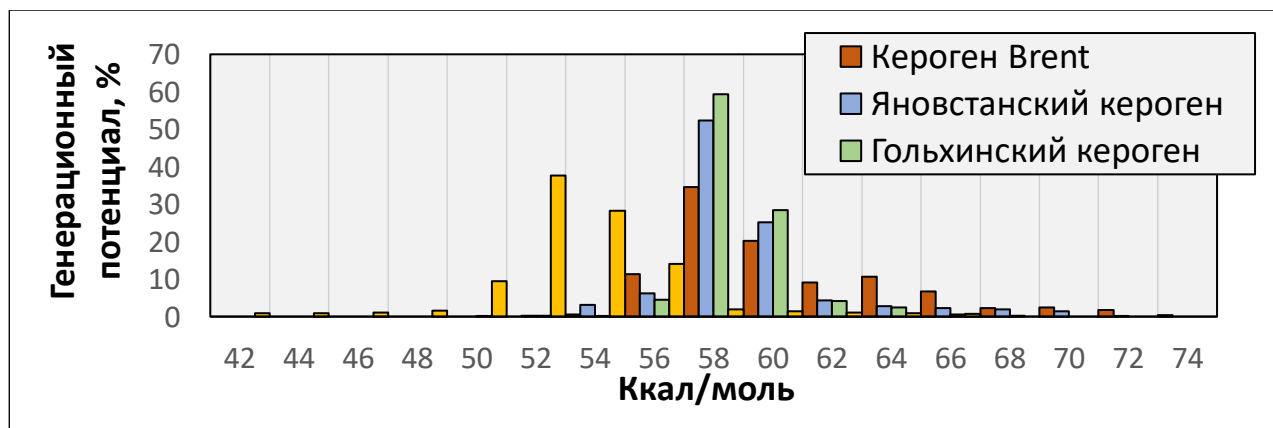


Рис. 2. Сравнение распределения лабильной части керогена по энергиям активации для гольчихинской, яновстанской свит, керогена Brent и Menil-2

Как говорилось выше, в работах по моделированию для этой и смежных территорий [4, 5, 6, 7, 8, 13] в качестве модели керогена верхнеюрских нефтегазопроизводящих комплексов использовался кероген II типа Menil-2 [3]. Кинетическое распределение керогена Menil-2 существенно отличается, как по характеру распределения, так и по значению частотного фактора. Пик распределения генерационного потенциала приходится на 52 Ккал/моль, а сама картинка распределения намного шире, чем у керогенов яновстанской и гольчихинской свит.

Влияние выбранной модели керогена на динамику и масштабы генерации исследовались на одномерных моделях разрезов конкретных скважин. Исследование выполнялось в три этапа.

Первый шаг исследования - это выбор скважин и построение их одномерных моделей. Далее моделировался процесс созревания керогена и процесс генерации углеводородов со стандартным, для второго типа, керогеном – Menil-2. Заключительным этапом являлось численное моделирование генерации этими же нефтегазопроизводящими толщами, но с керогеном рассчитанным авторами для гольчихинской и яновстанской свит.

В качестве скважин для одномерного моделирования были выбраны четыре скважины с наиболее полным геолого-геохимическим описанием верхнеюрских нефтегазопроизводящих толщ: Штормовая 122, Южно-Носковская 318, Пеляткинская 15 и Озерная 10.

В пределах скважин реконструировалась история формирования разреза и температурная история. Калибровка тепловой истории производилась по современным температурам и показателям палеотермометров, в данном случае – отражательной способности витринита (рис. 3). Из рис. 3 видно, что калибровка термической истории проведена достаточно корректно.

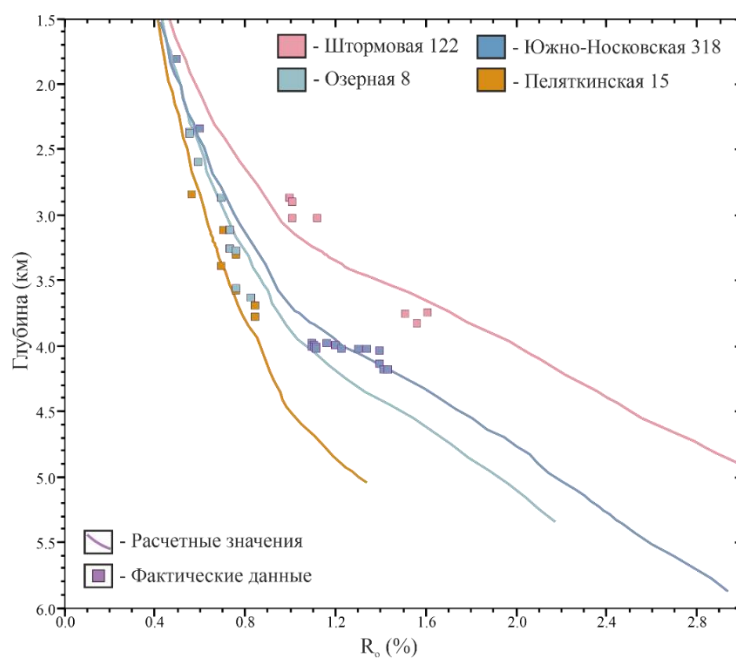


Рис. 3. Сравнение фактических и расчетных значений отражательной способности витринита

Рассчитывались масштабы и динамика генерации углеводородов с типом керогена Menil-2 и керогенами яновстанской и гольчихинской свит. Геохимические показатели начального генерационного потенциала и исходного содержания органического углерода в обоих случаях использовались одинаковые (таблица), для более наглядного сопоставления рассчитанных масштабов и динамики генерации.

Начальные и текущие значения генерационного потенциала и содержания органического углерода

Скважина	Н ₁ , мг УВ/г C _{орг}	C _{орг} , %	Н ₀ , мг УВ/г C _{орг}	C _{орг0} , %
Штормовая 122	135	1,8	294	2,1
Пеляткинская 15	252	2,2	303	2,3
Южно-Носковская 318	145	0,8	250	1,2
Озерная 10	228	1,8	326	2

Скв. Озерная 10. По результатам моделирования динамики генерации с кинетическими характеристиками керогена Menil-2, яновстанская нефтегазопроизводящая толща начала генерировать углеводороды около 148 млн лет назад и достигла максимума интенсивности генерации около 80 млн лет назад (рис. 4). Кумулятивные масштабы генерации составили 913 тыс. тонн углеводородов на км².

При использовании кинетических характеристик «яновстанского» керогена генерация началась около 121 млн лет назад, максимум интенсивности был достигнут 70 млн лет назад. Объем сгенерированных углеводородов составил 360 тыс. тонн на км². Разница реализации генерационного потенциала стандартного и расчётного керогена составила 61 %.

Скв. Штормовая 122. По результатам моделирования динамики генерации с кинетическими характеристиками керогена Menil-2, гольчихинская нефтегазопроизводящая толща начала генерировать УВ около 128 млн лет назад и достигла максимума интенсивности генерации около 79 млн лет назад. Кумулятивная генерация составила 610 тыс. тонн углеводородов на км² (рис. 4).

Численное моделирование с кинетическими «гольчихинского» показало, что генерация началась 111,5 млн лет назад. Максимум интенсивности генерации углеводородов был достигнут 55 млн лет назад. Кумулятивные масштабы генерации углеводородов составили 362 тыс. тонн на км². Разница реализации генерационного потенциала стандартного и расчётного керогена составила 41 %.

Скв. Южно-Носковская 318. По результатам моделирования с использованием кинетических характеристик керогена Menil-2 генерация углеводородов началась около 141 млн лет назад и достигла максимума интенсивности 106 млн лет назад. Всего было сгенерировано около 806 тыс. тонн углеводородов на км² (рис. 5).

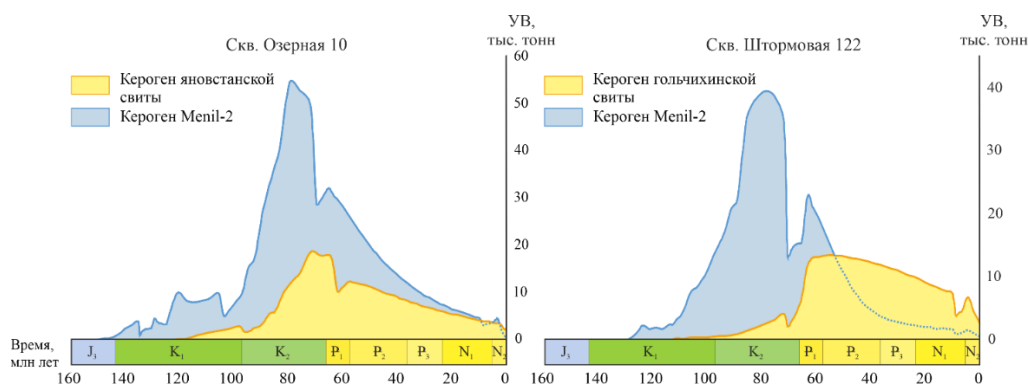


Рис. 4. Динамика генерации углеводородов в пределах скв. Озерная 10 и Штурмовая 122

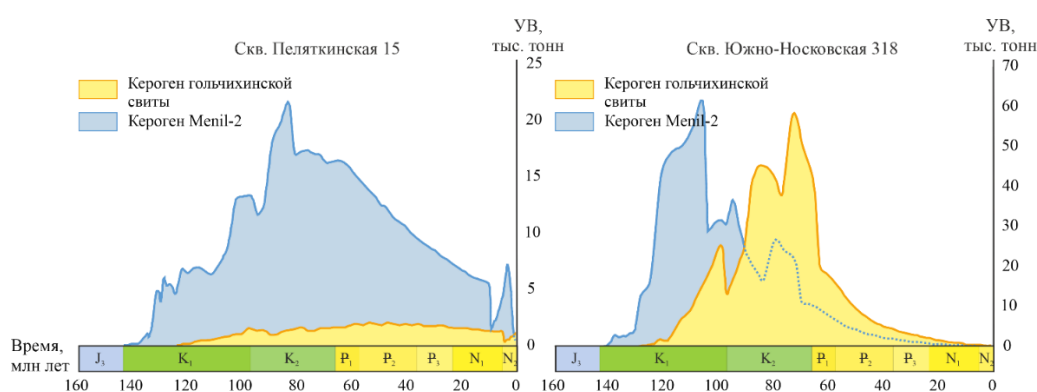


Рис. 5. Динамика генерации углеводородов в пределах скв. Пеляткинская 15 и Южно-Носковская 318

По данным модели с кинетическими характеристиками «гольчихинского» керогена генерация углеводородов началась около 124 млн лет назад и достигла максимума интенсивности около 80 млн лет назад. Масштаб генерации образованных углеводородов равен 738 тыс. тонн на км². Разница реализации генерационного потенциала стандартного и расчётного керогена составила 9 %.

Скв. Пеляткинская 15. По расчетам с кинетическими характеристиками керогена Menil-2 генерация углеводородов началась 141 млн лет назад, максимум интенсивности генерации был достигнут 83,5 млн лет назад. Всего было сгенерировано около 675 тыс. тонн углеводородов на км² (рис. 5).

Согласно результатам, полученным с использованием кинетических данных керогена гольчихинской свиты, толщина начала генерировать углеводороды около 120 млн лет назад. Максимум интенсивности генерации широкий и приходится 49 млн лет назад. Масштаб генерации углеводородов равен 78 тыс. тонн на км². Разница реализации генерационного потенциала стандартного и расчётного керогена составила 89 %.

Результаты работы показали, что, как и следовало ожидать, сдвиг пика кинетического распределения в сторону увеличения, влияет на время начала и

характер динамики генерации углеводородов в целом. Для кинетических моделей керогенов яновстанской и гольчихинской свит, из-за сдвига пика генерационного потенциала, наблюдается задержка начала генерации углеводородов на 17–25 млн лет. Совокупная генерация УВ, керогенами с такими кинетическими характеристиками, более растянута по времени в отличие от стандартного керогена II типа. Что в свою очередь показательно отражается в масштабах генерации и реализации генерационного потенциала. Разница достигает 89 %. Однако, в скважине Южно-Носковская 318, кумулятивная реализация генерационного потенциала различается только на 9 %, что говорит о высокой степени преобразованности органического вещества. Такая преобразованность обусловлена существенными глубинами залегания нефтегазопроизводящего комплекса и повышенными значениями эффективного теплового потока.

Финансирование

Работа выполнена в рамках базового проекта Минобрнауки № 0331-2019-0027, «Разработка методов количественной оценки нетрадиционных ресурсов нефти и газа (баженовская свита, мелкие и мельчайшие месторождения и пр.) и имитационной модели долгосрочного функционирования нефтегазового комплекса Российской Федерации. Оценка традиционных и нетрадиционных ресурсов осадочных бассейнов Сибири».

Благодарности

Авторы благодарны В.Н. Меленевскому, выполнившему все пиролитические исследования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Burnham A. K. Global Chemical Kinetics of Fossil Fuels. – Springer international publishing, 2017. – 315 p. doi:10.1007/978-3-319-49634-4.
2. Конторович А.Э., Полякова И.Д., Стасова О.Ф., Трушков П.А., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Данилова В.П., Зуева Т.В., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Мельникова В.М., Фомичев А.С. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. – М.: Недра, 1974. – 189 с.
3. Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Marquis F., Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // Organic Geochemistry. – 1997. – Vol. 26. – № 5 – 6. – P. 321 – 339.
4. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179-1226.
5. Дешин А.А. Реконструкция истории формирования месторождений углеводородов в арктической части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 2. – С. 1-21.

6. Дешин А.А., Бурштейн Л.М. Оценка масштабов генерации углеводородов в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 3. – С. 1-17.
7. Дешин А.А., Сафронов П.И., Бурштейн Л.М. Оценка времени реализации главной фазы нефтеобразования в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2017. – № 4. – С. 33-44.
8. Deshin A.A., Safronov P.I., Burshtein L.M. Reconstruction of hydrocarbon generation and accumulation on the Gydan Peninsula and adjacent offshore areas using basin modeling approach // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. The Fifth All-Russian Conference with International Participation "Polar Mechanics" (Novosibirsk, Russian Federation, 9-11 October 2018). – 2018. – Т. 193. – С. 012016-012016.
9. Ким Н.С., Родченко А.П. Органическая геохимия и нефтегазогенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1236-1252.
10. Бурштейн Л.М. Опыт геохимикокинетического моделирования генерации битумоидов в отложениях баженовской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала седиментитов: сб. материалов. – 1979. – С. 117-118.
11. Teln's N., Isaksen G. H., Douglas A. G. A geochemical investigation of samples from the Volgian Bazhenov Formation, Western Siberia, Russia // Organic Geochemistry. – 1994. – V. 21. – № 5. – P. 545-558.
12. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – № 6. – С. 1070-1078.
13. Сафронов П.И., Ершов С.В., Ким Н.С., Фомин А.Н. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 48-55.
14. 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 [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2019. - Т.14. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/2019/6_2019.html.
15. Espitalie J., Marquis F., Drouet S. Critical Study of Kinetic Modeling Parameters // Basin Modeling: Advances and Applications: Special Publication V. 3 A.G. Dore, J.H. Augustson, C. Hermanrud, D.J. Steward and O. Sylta, eds. – Elsevier, Amsterdam, Norwegian Petroleum Society, 1993. – P. 233-242.
16. Braun R.L., Burnham A.K. Kinetics2000 User Manual. – Humble Instruments & Services, Inc., 2000 – 48 p.
17. Behar F., Lorant F., Lewan M. Role of NSO compounds during primary cracking of a Type II kerogen and a Type III lignite // Organic geochemistry. – 2008. – Vol. 39. – P. 1-22.
18. Козырев А.Н., Бурштейн Л.М. Программа расчета кинетических параметров керогена: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ // № 2018665046, заявка № 2018662159 от 02.11.2018, зарегистрировано 29.11.2018, RU.

REFERENCES

1. Burnham, A. K.. Global Chemical Kinetics of Fossil Fuels. – Springer international publishing, 2017. – 315 p. doi:10.1007/978-3-319-49634-4.
2. Kontorovich A.E., Polyakova I.D., Stasova O.F., Trushkov P.A., Babina N.M., Bogorodskaya L.I., Danilova V.P., Zueva T.V., Kolganova M.M., Lipnickaya L.F., Mel'nikova V.M., Fomichev A.S. Organicheskaya geohimiya mezozojskih neftegazonosnyh otlozhenij Sibiri // – М.: Nedra, 1974. – 189 s.

3. Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Marquis F., Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // *Organic Geochemistry*. – 1997. – Vol. 26. – № 5 – 6. – P. 321 – 339.
4. Kontorovich A.E., Burshtejn L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Gus'kov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskij V.N., Livshic V.R., Polyakov A.A., Skvorcov M.B. Istoriko-geologicheskoe modelirovanie processov naftidogeneza v mezozojsko-kajnozojskom osadochnom bassejne Karskogo morya // *Geologiya i geofizika*. – 2013. – T. 54. – № 8. – S. 1179-1226.
5. Deshin A.A. Rekonstrukciya istorii formirovaniya mestorozhdenij uglevodorodov v arkticheskoy chasti Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo bassejna [Elektronnyj resurs] // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. – 2020. – T. 15. – № 2. – S. 1-21.
6. Deshin A.A., Burshtejn L.M. Ocenka masshtabov generacii uglevodorodov v sredne-verhneyurskih otlozheniyah severa Zapadnoj Sibiri // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. – 2018. – T. 13. – № 3. – S. 1-17.
7. Deshin A.A., Safronov P.I., Burshtejn L.M. Ocenka vremeni realizacii glavnoj fazy nefteobrazovaniya v sredne-verhneyurskih otlozheniyah severa Zapadnoj Sibiri // *Geologiya nefiti i gaza*. – 2017. – № 4. – S. 33-44.
8. Deshin A.A., Safronov P.I., Burshtein L.M. Reconstruction of hydrocarbon generation and accumulation on the Gydan Peninsula and adjacent offshore areas using basin modeling approach // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. The Fifth All-Russian Conference with International Participation "Polar Mechanics" (Novosibirsk, Russian Federation, 9-11 October 2018)*. – 2018. – T. 193. – S. 012016-012016.
9. Kim N.S., Rodchenko A.P. Organicheskaya geohimiya i neftegazogeneracionnyj potencial yurskih i melovyh otlozhenij Enisej-Hatangskogo regional'nogo progiba // *Geologiya i geofizika*. – 2013. – T. 54. – № 8. – S. 1236-1252.
10. Burshtejn L.M. Opyt geohimikokineticheskogo modelirovaniya generacii bitumoidov v otlozheniyah bazhenovskoj svity Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo bassejna // *Metody ocenki nefte- i gazomaterinskogo potenciala sedimentitov: sb. materialov*. – 1979. – S. 117-118.
11. Teln's N., Isaksen G. N., Douglas A. G. A geochemical investigation of samples from the Volgian Bazhenov Formation, Western Siberia, Russia // *Organic Geochemistry*. – 1994. – V. 21. – № 5. – S. 545-558.
12. Burshtejn L.M., ZHidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskij V.N. Model' katageneza organicheskogo veshchestva (na primere bazhenovskoj svity) // *Geologiya i geofizika*. – 1997. – № 6. – S. 1070-1078.
13. Safronov P.I., Ershov S.V., Kim N.S., Fomin A.N. Modelirovanie processov generacii, migracii i akumuljatsii uglevodorodov v yurskih i melovyh kompleksah Enisej-Hatangskogo bassejna // *Geologiya nefiti i gaza*. – 2011. – № 5. – S. 48-55.
14. Kashapov R.S., Oblasov N.V., Goncharov I.V., Samojlenko V.V., Grin'ko A.A., Trushkov P.V., Fadeeva S.V. Opredelenie kineticheskikh parametrov piroliticheskoy destrukcii organicheskogo veshchestva neftegazomaterinskih porod // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. – 2019. – T.14. – №1. – http://www.ngtp.ru/rub/2019/6_2019.html.
15. Espitalie J., Marquis F., Drouet S. Critical Study of Kinetic Modeling Parameters // *Basin Modeling: Advances and Applications: Special Publication V. 3* A.G. Dore, J.H. Augustson, C. Hermanrud, D.J. Steward and O. Sylta, eds. – Elsevier, Amsterdam, Norwegian Petroleum Society, 1993. – P. 233-242.
16. Braun R.L., Burnham A.K. *Kinetics2000 User Manual*. – Humble Instruments & Services, Inc., 2000 – 48 p.
17. Behar F., Lorant F., Lewan M. Role of NSO compounds during primary cracking of a Type II kerogen and a Type III lignite // *Organic geochemistry*. – 2008. – Vol. 39. – P. 1-22.

18. Kozyrev A.N., Burshtejn L.M. Programma rascheta kineticheskikh parametrov kerogena: Svidetel'stvo o gosudarstvennoj registracii programmy dlya EVM // № 2018665046, zayavka № 2018662159 ot 02.11.2018, zaregistrovano 29.11.2018, RU.

© *A. A. Дешин, С. А. Язикова, 2021*

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НОВОБИБЕЕВСКОГО ПРОЯВЛЕНИЯ РАДОНОВЫХ ВОД (НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Федор Федорович Дульцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, к.г.-м.н., зав. лабораторией, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа и кафедры общей и региональной геологии

Алексей Николаевич Фаге

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: FaguetAN@ipgg.sbras.ru

Антон Сергеевич Деркачев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, инженер, e-mail: a.derkachev@g.nsu.ru

Анастасия Алексеевна Максимова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, инженер, e-mail: rock.nastaya64@gmail.com

Анатолий Витальевич Черных

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

В работе представлены первые результаты комплексных геофизических и гидрогеохимических исследований Новобибеевского проявления радоновых вод. Изучаемый объект находится в приконтактной зоне верхнепалеозойских гранитоидов и нижнекаменноугольно-верхнедевонских пород. Воды преимущественно HCO_3 Mg-Ca с величиной общей минерализации 496 – 877 мг/дм³ и содержанием кремния 5,8 – 13,3 мг/дм³. Характеризуются большой вариацией параметров геохимической среды (рН 6,6 – 7,5, Eh -81,2 – +212,7 мВ; $\text{O}_{2\text{раств}}$ 1,6 – 7,9 мг/дм³). Радионуклиды в водах имеют природное происхождение, концентрации которых составляют (мг/дм³): ^{238}U от $5,25 \cdot 10^{-4}$ до 0,13 и ^{232}Th от $1,86 \cdot 10^{-7}$ до $2,43 \cdot 10^{-5}$. $^{232}\text{Th}/^{238}\text{U}$ отношение варьирует в интервале от $2,63 \cdot 10^{-5}$ до $2,92 \cdot 10^{-2}$, при среднем $4,24 \cdot 10^{-3}$. Активность ^{222}Rn в скважинах варьирует от 4,0 до 167,5 Бк/дм³. Изученные воды подвержены процессам антропогенного загрязнения.

Ключевые слова: радионуклиды, гранитный массив, качество подземных вод, проявление радоновых вод, Новобибеево, Западная Сибирь

HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS OF THE NOVOBIBEEVO OCCURRENCE OF RADON WATERS (THE NOVOSIBIRSK REGION)

Fedor F. Dultsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., PhD, head of the laboratory, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., associate professor

Aleksej N. Fage

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: FaguetAN@ipgg.sbras.ru

Anastasia A. Maksimova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., engineer, e-mail: rock.nastaya64@gmail.com

Anton S. Derkachov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., engineer, e-mail: a.derkachev@g.nsu.ru

Anatoliy V. Chernykh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

The first results of integrated geophysical and hydrogeochemical studies of the Novobibeevo occurrence of radon waters are presented for the first time. The object under investigation is situated at the contact zone of Upper Paleozoic granitoids and Lower Carboniferous - Upper Devonian rocks. Water composition is mainly HCO_3 Mg-Ca with TDS 496 – 877 mg/dm^3 and silicon content 5,8 – 13,3 mg/dm^3 . Substantial variations were detected in the parameters of the geochemical medium (pH 6.6 – 7.5, Eh -81.2 – +212.7 mV; $\text{O}_{2\text{dissolved}}$ 1.6 – 7.9 mg/dm^3). Radionuclides in the waters are of natural origin; their concentrations are (mg/dm^3): ^{238}U from $5.25 \cdot 10^{-4}$ to 0.13 and ^{232}Th from $1.86 \cdot 10^{-7}$ to $2.43 \cdot 10^{-5}$. The $^{232}\text{Th}/^{238}\text{U}$ ratio varies within the range $2.63 \cdot 10^{-5}$ to $2.92 \cdot 10^{-2}$, with the average value equal to $4.24 \cdot 10^{-3}$. The activity of ^{222}Rn in the wells varies from 4.0 to 167.5 Bq/dm^3 . The studied waters are prone to anthropogenic pollution.

Keywords: radionuclides, granite massif, groundwater quality, radon water occurrence, Novobibeevo, West Siberia

В окрестностях Новосибирской городской агломерации (НГА) широким распространением пользуются радоновые воды. Распределение ^{222}Rn обусловлено наличием рассеянных радиоактивных минералов в гранитоидных массивах, расположенных на изучаемой территории. В 1980 – 90-е годы было открыто более десяти месторождений радоновых вод (Заельцовское, Южно-Колыванское, Каменское и др.). Как показали результаты геологоразведочных работ содержание радона в подземных водах НГА варьирует от 0,1 до 43764,6 $\text{Бк}/\text{дм}^3$.

Выявленные месторождения к настоящему времени практически не описаны в научной литературе [1-5]. Актуальные сведения приводятся в работах [6-13].

Во время полевых работ 2019 года в скважинах нецентрализованного водоснабжения Новобибеевского сельского поселения были впервые выявлены повышенные концентрации радона до 167,5 Бк/дм³, подтвержденные повторно исследованиями 2020 года. Всего отобрано 17 проб из скважин, расположенных непосредственно в селе, 5 проб из объектов разрабатываемого карьера бутового камня «Новобибеевский» и 2 пробы из реки Ояш (рис. 1а). Лабораторное изучение химического состава методами титриметрии, ионной хроматографии, масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой проводилось в ПНИЛ гидрогеохимии ИШПР ТПУ. Название химического типа воды дано в соответствии с формулой М.Г. Курлова (от 10 %-экв) по оттеночному принципу от меньшего к большему. Кроме того, на территории поселка проводились геофизические исследования методом электротомографии в 2011 (для решения задачи поиска оптимального места для бурения водозаборной скважины централизованного водоснабжения) и 2020 (в рамках работы по гранту РФФИ) годах. Исследования производились с применением электроразведочной аппаратуры Скала-48 с 48 электродами и шагом между ними 5 м, по электроразведочной схеме Шлюмберже.

Село Новобибеево находится на территории Болотнинского района Новосибирской области на правом берегу р. Обь. Непосредственно по территории Новобибеево протекает р. Ояш, впадающая в р. Обь в 3,5 км северо-западнее села. В геоморфологическом отношении окрестности села представлены структурами, приуроченными к хорошо проработанным долинам р. Ояш, имеют плоский тальвег, покрытый пойменным аллювием. Глубина вреза долины по отношению к водоразделам составляет 50-100 м.

Согласно пояснительной записке к листу N44-VI [14] в геологическом строении территории с. Новобибеево кроме верхнепалеозойских гранитоидов принимают участие отложения нижнего карбона и верхнего девона, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем, а также образования коры выветривания.

В гидрогеологическом разрезе установлены безнапорные воды палеозойского фундамента, представленного гранитоидами Обского массива, в состав которых входят серые и розовато-серые порфировидные граниты верхнепалеозойского возраста средне-мелкозернистые, реже гранодиориты и прорывающие их дайки долеритов. Интрузивные породы разбиты сетью трещин, образующих единую обводненную зону трещинных вод, водообильность которой крайне мала: дебиты скважин колеблются от 0,15 л/с до 0,26 л/с при понижении уровня от 18 до 33 м. При проведении откачек максимальное понижение уровня в скважинах достигалось практически сразу, на его полное восстановление уходило около двух суток. Вскрытая мощность обводненных гранитоидов достигает 120 м. Они перекрываются водоносным комплексом рыхлых осадков четвертичного возраста мощностью до 15 метров, представленных аллювиальными отложениями р. Ояш, включая русловые, пойменные, первой и второй надпойменных террас, и субэральные ниже-среднеплейстоценовые отложения краснодубровской свиты. Кора выветривания гранитоидов на исследуемой территории сохранилась

лишь в виде отдельных, небольших по площади участков, что объясняет гидравлическую взаимосвязь между водоносными горизонтами по всей площади их распространения. Питание водоносных горизонтов атмосферное. Абсолютные отметки зеркала подземных вод уменьшаются от 196,3 до 187,4 м в направлении русла р. Ояш, урез которой находится на уровне 186,94 м.

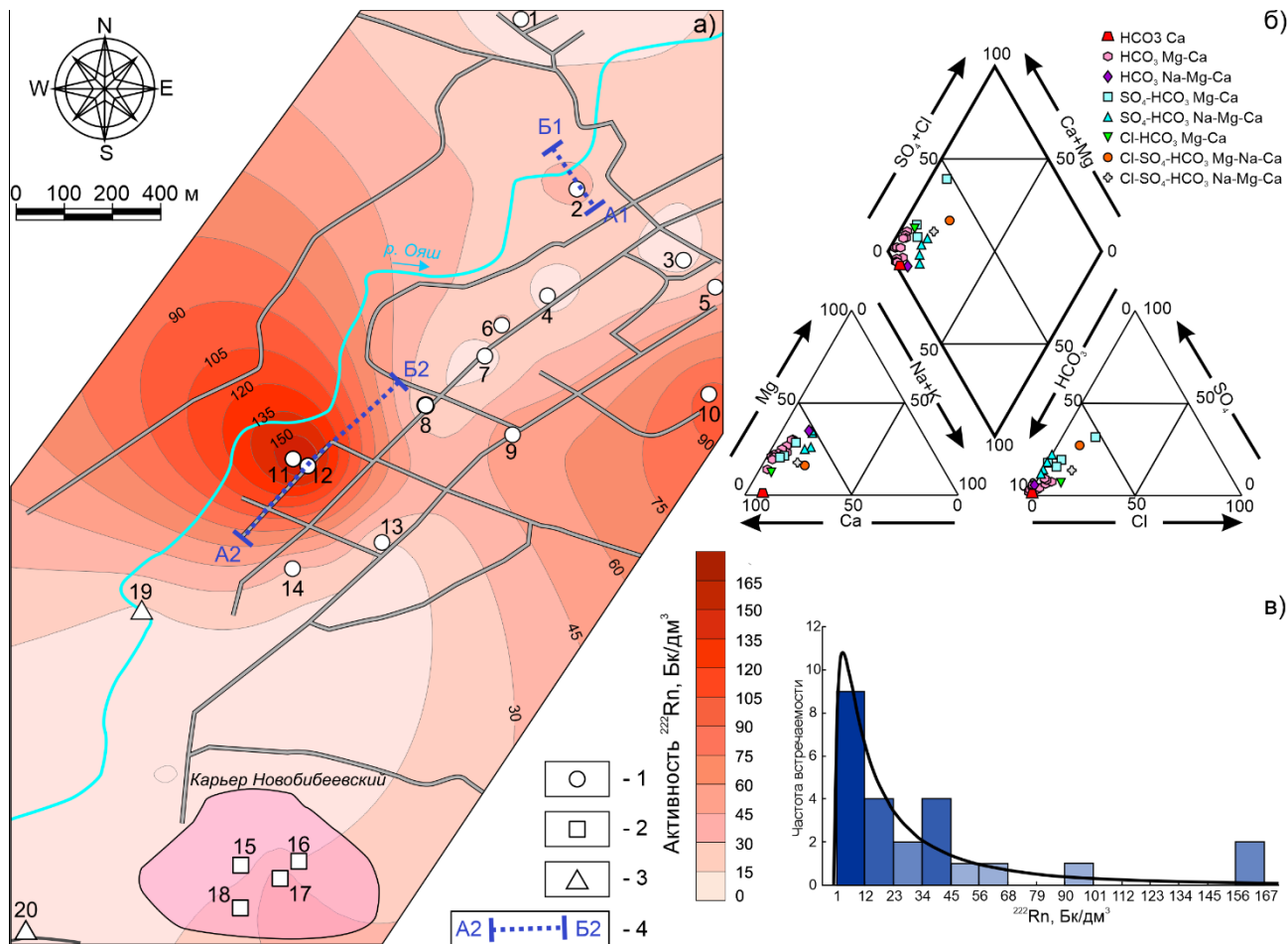


Рис. 1. Местоположение изученных объектов (а), 1 – скважины; 2 – карьерные воды; 3 – река Ояш. Диаграмма Пайпера состава изученных вод (б). Распределение радона в изученных водах (в).

Особенности гидрогеологического строения изучаемой территории хорошо видны на геоэлектрических разрезах по профилям А1-Б1 и А2-Б2 (рис. 2). Согласно первому разрезу, мощность рыхлых отложений увеличивается в направлении русла р. Ояш от менее чем 5 м в интервале 0 – 70 м по профилю исследования до 5 – 7 м в интервале 70 – 120 м. Ниже, согласно данным инверсии, залегают высокоомные (1000-2000 Ом·м) толщи - верхнепалеозойские гранитоиды [15]. Мощность этой зоны составляет 10-15 м. Высокие значения УЭС, вероятнее всего, говорят о весьма низкой трещиноватости и обводненности пород. Интервал глубин 15 – 70 м характеризуется относительно низкими значениями УЭС (20 – 100 Ом·м). Объяснение этому может быть только одно – наличие обводненной зоны трещиноватости в гранитоидах. Таким образом, можно судить о

глубине залегания и мощности зоны трещиноватости: кровля залегает на глубине 15 м, подошва – глубже 45 м.

Геоэлектрический разрез, построенный по данным исследования 2020 г. существенно отличается от разреза по данным 2011 г. – он в целом значительно более высокоомный, с отдельными относительно проводящими зонами. Участки повышенной трещиноватости в верхней и средней частях разреза характеризуются значениями УЭС от 40 до 100 Ом·м. Нижняя часть является высокоомной (значения УЭС от 300 Ом·м), что говорит о прочности пород и отсутствии в них свободной воды на глубинах более 30 м. Кроме того, в верхней части разреза хорошо прослеживаются водообильные зоны интервалах 40 – 110 м и 500 – 520 м по профилю.

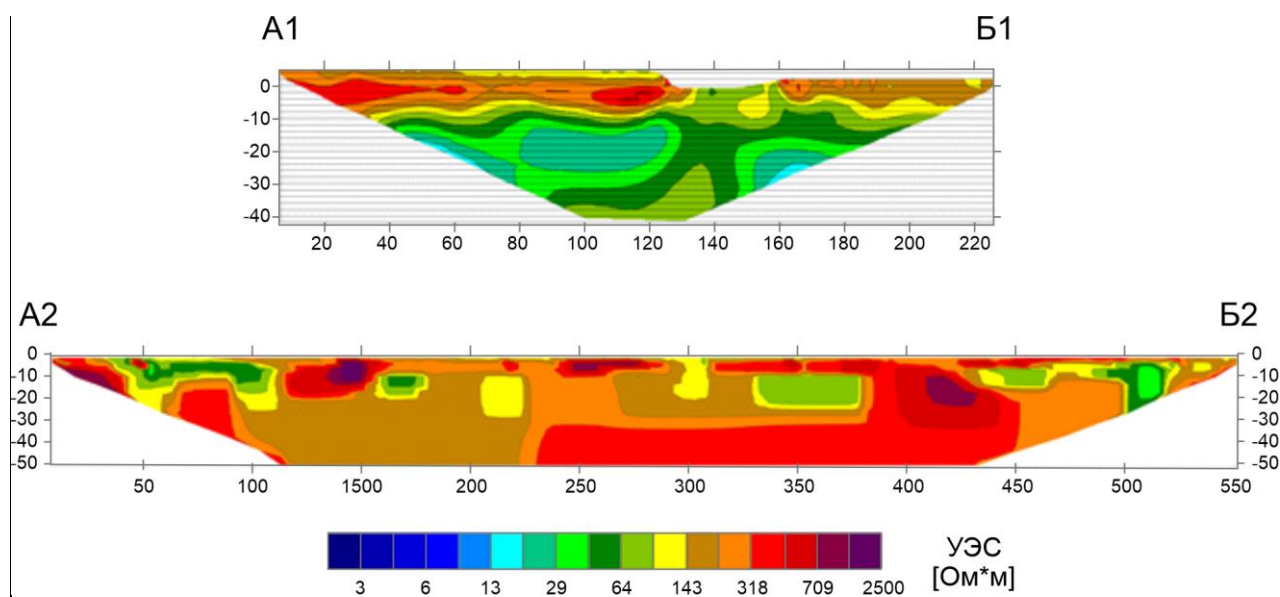


Рис. 2. Геоэлектрические разрезы по профилям А1-В1, А2-В2, схема исследования Шлюмберже.

По гидрогеохимическим особенностям можно выделить четыре группы вод: трещинно-жильные воды гранитоидов (группа I), воды зоны региональной трещиноватости гранитоидов в условиях антропогенного влияния (группа II), поверхностные воды в условиях техногенной нарушенности (группа III) и поверхностные воды реки Ояш (группа IV).

Первые (I) изучены в скважинах на ул. Молодежная, водозаборной (централизованного водоснабжения поселка) и колонкой на ул. Школьной. Они характеризуются HCO_3 Mg-Ca составом с величиной общей минерализации от 496 до 553 мг/дм³ и содержанием кремния от 7,2 до 13,3 мг/дм³. Геохимические параметры среды отвечают восстановительной обстановке с величинами pH от 7,3 до 7,5; Eh от -81,2 до -28,0 мВ и O_2 раств. от 1,6 до 7,7 мг/дм³. Средние значения геохимических коэффициентов для данной группы составляют: Ca/Si 9,56; Mg/Si 2,30; Na/Si 1,31; Si/Na 0,83; Ca/Na 7,56; Ca/Mg 4,42; rNa/rCl 10,51 и SO₄/Cl 4,39,

что может указывать на накопление в водах кальция, магния и протекание процессов окисления сульфидов. Содержания радионуклидов составляют (мг/дм³): ²³⁸U от $5,25 \cdot 10^{-4}$ до $1,80 \cdot 10^{-3}$ и ²³²Th от $4,04 \cdot 10^{-7}$ до $1,54 \cdot 10^{-5}$. ²³²Th/²³⁸U отношение в водах варьирует в интервале от $2,25 \cdot 10^{-4}$ до $2,92 \cdot 10^{-2}$, при среднем $9,16 \cdot 10^{-3}$. Активность радона в водах варьирует в широких пределах от 6,5 до 97,0 Бк/дм³. Невысокие концентрации ²²²Rn в водозаборной скважине (№ 2 на рис. 1) связаны с высокой трещиноватостью выветрелых гранитов.

Вторая группа (II) наиболее многочисленная и характеризуется в основном HCO₃ Mg-Ca составом с величиной общей минерализации от 511 до 877 мг/дм³ и содержанием кремния от 5,8 до 9,7 мг/дм³. Геохимические условия среды изменяются от восстановительных до окислительных (Eh -46,8 – +212,7 мВ), pH от 6,6 до 7,5 и O₂раств. от 1,8 до 6,6 мг/дм³. Средние значения геохимических коэффициентов по отношению к первой группе возрастают: Ca/Si 16,25; Ca/Na 13,22; Ca/Mg 6,68, снижаются: rNa/rCl 1,07 и SO₄/Cl 1,74, сопоставимые величины отмечаются у Mg/Si 2,54; Na/Si 1,37; Si/Na 0,82, предположительно во второй группе преобладающее влияние на формирование состава вод оказывают породы с существенной ролью кальциевых алюмосиликатов. Широко проявлены процессы антропогенного загрязнения, что отмечается в росте концентраций (мг/дм³): SO₄ до 157; Cl до 66,8; NO₃ до 259; Na до 37,6; Br до 0,08; Sr до 1,49 и других. Содержания радионуклидов составляют (мг/дм³): ²³⁸U от $1,05 \cdot 10^{-3}$ до $3,97 \cdot 10^{-2}$ и ²³²Th от $1,86 \cdot 10^{-7}$ до $2,43 \cdot 10^{-5}$. ²³²Th/²³⁸U отношение в радоновых водах варьирует в интервале от $9,91 \cdot 10^{-5}$ до $1,89 \cdot 10^{-3}$, при среднем $8,46 \cdot 10^{-4}$. Активность радона в водах варьирует в широких пределах от 4,0 до 38,0 Бк/дм³.

Третья геохимическая разновидность (группа III) характеризуются SO₄-HCO₃ Na-Mg-Ca составом с величиной общей минерализации от 385 до 466 мг/дм³ и содержанием кремния от 5,0 до 9,6 мг/дм³ (рис. 1б). Геохимические параметры среды отвечают окислительной обстановке с величинами pH от 7,8 до 8,6; Eh от +107,8 до +145,6 мВ и O₂раств. от 6,5 до 14,4 мг/дм³. Средние значения геохимических коэффициентов для данной группы составляют: Ca/Si 9,55; Mg/Si 3,07; Na/Si 2,97; Si/Na 0,39; Ca/Na 3,51; Ca/Mg 3,33; rNa/rCl 9,46 и SO₄/Cl 11,49, что говорит о накоплении в них магния, кальция и натрия. Также отмечаются признаки загрязнения, связанные с эксплуатацией карьера. Выявлены высокие значения (мг/дм³): NO₂ до 1,0; NO₃ до 51,7; Na до 20,4; NH₄ до 0,82. Содержания радионуклидов составляют (мг/дм³): ²³⁸U от $1,02 \cdot 10^{-2}$ до $1,16 \cdot 10^{-2}$ и ²³²Th от $2,60 \cdot 10^{-6}$ до $3,10 \cdot 10^{-5}$. ²³²Th/²³⁸U отношение в радоновых водах варьирует в интервале от $2,43 \cdot 10^{-4}$ до $2,69 \cdot 10^{-3}$, при среднем $1,83 \cdot 10^{-3}$. Активность радона в водах варьирует в пределах от 2 до 39 Бк/дм³, но не превышает нормы ПДК (рис 1в).

Поверхностные воды реки Ояш (группа IV) характеризуются в основном HCO₃ Ca составом с величиной общей минерализации от 418 до 466 мг/дм³ и содержанием кремния от 1,22 до 1,24 мг/дм³. Геохимические параметры среды отвечают окислительной обстановке с величинами pH от 8,4 до 8,5; Eh от +148,3 до +150,0 мВ и O₂раств. от 8,7 до 9,5 мг/дм³. Средние значения геохимических коэффициентов составляют: Ca/Si 65,99; Mg/Si 10,73; Na/Si 12,97; Si/Na 0,08; Ca/Na 5,77; Ca/Mg 39,72; rNa/rCl 7,96 и SO₄/Cl 3,35, что говорит о накоплении

в них магния, кальция и натрия. Содержания радионуклидов составляют (мг/дм³): ²³⁸U от 2,27·10⁻³ до 2,77·10⁻³ и ²³²Th от 6,92·10⁻⁷ до 1,75·10⁻⁵. ²³²Th/²³⁸U отношение в радоновых водах изменяется в интервале от 2,50·10⁻⁴ до 7,7·10⁻³, при среднем 3,99·10⁻³. Активность радона в водах варьирует от 1 до 12 Бк/дм³.

Анализ имеющихся данных выявил особенности вертикальной гидрогеохимической зональности и состава фоновых трещинно-жильных вод гранитоидов, изученных в скважине на ул. Молодежная (№ 10 на рис. 1а). Как показали результаты изучения быстроизменяющихся параметров, мощность зоны активной циркуляции подземных вод составляет около 20 метров, глубже превалирует затрудненный водообмен с восстановительными условиями геохимической обстановки (Eh от -81,2 до -28,0 мВ; O₂раств. от 1,83 до 4,14 мг/дм³). Наблюдается инверсия гидрогеохимического разреза и снижение величины общей минерализации от 511 – 877 мг/дм³ на глубинах 7,5-20 метров до 496-540 мг/дм³ на глубинах 56-70 метров. Это сопровождается снижением концентраций SO₄, Cl, NO₃, Ca, Na, Br, Li, B, Al, V, Cr, As, Se, Sr, I и закономерным ростом F, Sc, Mn, Ga, Rb, Zr, Ba. Высокие содержания последних связаны с водовмещающими гранитами, поскольку в них присутствуют минералы-концентраторы: флюорит (F, Sc), биотит (Mn, Rb, Ba, Ga), апатит (Sc), циркон (Zr) и сфен (Mn, Zr, F).

Выполненные исследования позволили рассмотреть широкий спектр химических элементов и оценить качество подземных вод из скважин нецентрализованного водоснабжения. Установлено, что воды некоторых из них представляют большую опасность для здоровья человека и не могут использоваться для питьевых целей (табл. 1). Наибольшую токсичность в водах представляют уран и радон, концентрации которых достигают 0,125 мг/дм³ (превышение в 8,3 раза) и 167 Бк/дм³ (превышение в 2,8 раза).

Таблица 1

Содержания химических элементов, вносящих вклад в загрязнение вод с. Новобибеево

№ на рис. 1а	²²² Rn	NO ₃	Si	Mn	Fe	U
	Бк/дм ³					
1	6	23,10	5,8	0,015	0,003	0,002
2	34	0,73	7,2	0,370	0,017	0,001
6	34	0,05	6,7	0,124	0,135	0,040
9	57	0,45	7,6	0,430	0,033	0,001
10	97	0,05	11,8	0,313	0,694	0,002
11	164	99,00	6,9	0,023	0,145	0,008
12	167	52,40	8,8	0,011	0,291	0,125
ПДК	60	45	10	0,1	0,3	0,015

Примечание: Жирным шрифтом выделены элементы с превышением ПДК.

Резюмируя вышесказанное, можно сделать следующие выводы:

1) Открыто новое проявление слаборадоновых вод – Новобибеевское. Воды Новобибеевского сельского поселения и дренажные воды карьера бутового камня «Новобибеевский» характеризуются преимущественно HCO_3 Mg-Ca составом с величиной общей минерализации от 496 до 877 мг/дм³ и содержанием кремния от 5,8 до 13,3 мг/дм³. Геохимические параметры среды изменяются от восстановительных до окислительных (Eh от -81,2 до +212,7 мВ); $\text{O}_{2\text{раств.}}$ от 1,6 до 7,9 мг/дм³. Выделены четыре геохимических разновидности природных вод: трещинно-жильные воды гранитоидов, воды зоны региональной трещиноватости гранитоидов в условиях антропогенного влияния, поверхностные воды в условиях техногенной нарушенности и поверхностные воды реки Ояш. Содержания радионуклидов варьируют в широких пределах (мг/дм³): ^{238}U от $5,25 \cdot 10^{-4}$ до 0,13 и ^{232}Th от $1,86 \cdot 10^{-7}$ до $2,43 \cdot 10^{-5}$. $^{232}\text{Th}/^{238}\text{U}$ отношение в водах варьирует в интервале от $2,63 \cdot 10^{-5}$ до $2,92 \cdot 10^{-2}$, при среднем $4,24 \cdot 10^{-3}$. Активность ^{222}Rn в скважинах изменяется от 4,0 до 167,5 Бк/дм³.

2) Сравнительный анализ состава подземных вод ряда скважин нецентрализованного водоснабжения с действующими в России нормативными документами выявил их существенное загрязнение за счет антропогенных и природных факторов. Наибольшую опасность для здоровья человека представляют высокие содержания в водах урана и радона.

Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025, РФФИ и Правительства Новосибирской области в рамках научных проектов № 19-45-540004 и 20-45-543004.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Посохов Е.В., Толстихин Н.И. Минеральные воды (лечебные, промышленные, энергетические). – Л.: Недра, 1977. – 240 с.
2. Вериго Е.К., Быкова В.В., Гусев В.К. Заельцовское месторождение радоновых вод (Новосибирское Приобье) // Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири, вып. 14. – Томск, 1979. – С. 47-51.
3. Гусев В.К., Вериго Е.К. Радоновые воды Колывань-Томской складчатой зоны, их использование и охрана // Изменение природных условий под влиянием деятельности человека. – Новосибирск: Наука, 1984. - С. 99–107.
4. Вараксин Ю.Н., Свиридов В.Г., Росляков Н.А., Афанасьев А.Т., Вавилихин Г.А., Васильев И.П., Виниченко В.И., Леонов А.Н., Марус А.И., Михантьева Л.С., Нестеренко Г.В., Самсонов Г.Л., Сердюк З.Я. Геологическое строение и полезные ископаемые Западной Сибири. Том II. Полезные ископаемые. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1998. – 254 с.
5. Росляков Н.А., Жмодик С.М., Пахомов В.Г. Естественные радионуклиды в геологической среде Новосибирской области // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека: сб. материалов IV Международной конференции. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – С. 461-464.
6. Новиков Д.А., Сухорукова А.Ф., Корнеева Т.В. Гидрогеология и гидрогеохимия Заельцовско-Мочищенского проявления радоновых вод (юг Западной Сибири) // Геодинамика и тектонофизика. – 2018. – Т. 9. – № 4. – С. 1255-1274.
7. Novikov D.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V. Role of water-rock interactions in the formation of the composition of radon waters of the Zaeltsovsky field (the southern part of West Siberia) //

Journal of Physics: Conference Series. Second International Conference on Applied Physics, Power and Material Science (Telangana, India, 20-21 December 2019). – 2020. – Т. 1451.

8. Novikov D.A., Korneeva T.V. Microelements in Radon Waters of The Zaelsovsky field (The Southern Part of West Siberia) // Journal of Physics: Conference Series. International Conference on Applied Physics, Power and Material Science (Secunderabad, Telangana, India, 5-6 December 2018). – 2019. – Т. 1172. – № 1.

9. Корнеева Т.В., Новиков Д.А. Формы миграции химических элементов в радоновых водах месторождения "Горводолечебница" (г. Новосибирск) // Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН. – 2020. – № 17. – С. 287-291

10. Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Сухорукова А.Ф., Максимова А.А., Черных А.В., Деркачев А.С. Радионуклиды в природных водах Новосибирской городской агломерации // Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами: сб. материалов IV Всероссийской научной конференции с международным участием (г. Улан-Удэ, 17-20 августа 2020 г.) – 2020. – С. 134-138.

11. Новиков Д.А., Вакуленко Л.Г., Сухорукова А.Ф. Геохимия системы вода-порода проявления слаборадоновых вод "Инские источники" (юг Западной Сибири) // Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами: Материалы четвертой Всероссийской научной конференции с международным участием (г. Улан-Удэ, 17-20 августа 2020 г.), 2020. С. 88-92.

12. Новиков Д.А., Копылова Ю.Г., Вакуленко Л.Г., Сухорукова А.Ф., Пырьев А.Н., Максимова А.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Изотопно-геохимические особенности проявления слаборадоновых вод «Инские источники» (юг Западной Сибири) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. Т. 332. – № 3. – С. 135–145.

13. Новиков Д.А., Сухорукова А.Ф., Корнеева Т.В., Кменова-Тотцева Р.М., Максимова А.А., Деркачев А.С., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Гидрогеология и гидрогеохимия месторождения минеральных радоновых вод «Каменское» (г. Новосибирск) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 4. – С. 192–208

14. Объяснительная записка к Геологической карте СССР. Серия Кузбасская. Масштаб 1:200000. Лист N-44-VI: объяснительная записка; Михайловский Д.В., Мартынов В.А. – М., 1979.

REFERENCES

1. Posohov E.V., Tolstihin N.I. Mineral'nye vody (lechebnye, promyshlennye, jenergeticheskie). – L.: Nedra, 1977. – 240 s.

2. Verigo E.K., Bykova V.V., Gusev V.K. Zael'covskoe mestorozhdenie radonovyh vod (Novosibirskoe Priob'e) // Novye dannye po geologii i poleznym iskopaemym Zapadnoj Sibiri, vyp. 14. – Tomsk, 1979. – S.47-51.

3. Gusev V.K., Verigo E.K. Radonovyе vody Kolyvan'-Tomskoj skladchatoj zony, ih ispol'zovanie i ohrana // Izmenenie prirodnyh uslovij pod vlijaniem dejatel'nosti cheloveka. – Novosibirsk: Nauka, 1984. – S. 99–107.

4. Varaksin Ju.N., Sviridov V.G., Rosljakov N.A., Afanas'ev A.T., Vavilihin G.A., Vasil'ev I.P., Vinichenko V.I., Leonov A.N., Marus A.I., Mihant'eva L.S., Nesterenko G.V., Samsonov G.L., Serdjuk Z.Ja. Geologicheskoe stroenie i poleznye iskopaemye Zapadnoj Sibiri. Tom II. Poleznye iskopaemye. – Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, NIC OIGGM, 1998. – 254 s.

5. Rosljakov N.A., Zhmodik S.M., Pahomov V.G. Estestvennye radionuklidy v geologicheskoy srede Novosibirskoj oblasti // Radioaktivnost' i radioaktivnye jelementy v srede obitanija cheloveka: sb. materialov IV Mezhdunarodnoj konferencii. – Tomsk: Izd-vo Tomskogo politehnicheskogo universiteta, 2013. – S. 461-464.

6. Novikov D.A., Suhorukova A.F., Korneeva T.V. Hidrogeologija i gidrogeohimija Zael'covsko-Mochishhenskogo projavlenija radonovyh vod (jug Zapadnoj Sibiri) // Geodinamika i tektonofizika. – 2018. – Т. 9. – № 4. – С. 1255-1274.

7. Novikov D.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V. Role of water-rock interactions in the formation of the composition of radon waters of the Zaelsovsky field (the southern part of West Siberia) // Journal of Physics: Conference Series. Second International Conference on Applied Physics, Power and Material Science (Telangana, India, 20-21 December 2019). – 2020. – T. 1451.

8. Novikov D.A., Korneeva T.V. Microelements in Radon Waters of The Zaelsovsky field (The Southern Part of West Siberia) // Journal of Physics: Conference Series. International Conference on Applied Physics, Power and Material Science (Secunderabad, Telangana, India, 5-6 December 2018). – 2019. – T. 1172. – № 1.

9. Korneeva T.V., Novikov D.A. Formy migracii himicheskikh elementov v radonovykh vodah mestorozhdeniya "Gorvodolechebnica" (g. Novosibirsk) // Trudy Fersmanovskoj nauchnoj sessii GI KNC RAN. – 2020. – № 17. – S. 287-291

10. Novikov D.A., Dul'cev F.F., Suhorukova A.F., Maksimova A.A., Chernykh A.V., Derkachev A.S. Radionuklidy v prirodnykh vodah Novosibirskoj gorodskoj aglomeracii // Geologicheskaja jevoljucija vzaimodejstvija vody s gornymi porodami: Materialy chetvortoj Vserossijskoj nauchnoj konferencii s mezhdunarodnym uchastiem (g. Ulan-Udje, 17-20 avgusta 2020 g.), 2020. S. 134-138.

11. Novikov D.A., Vakulenko L.G., Suhorukova A.F. Geohimija sistemy voda-poroda projavlenija slaboradonovykh vod "Inskie istochniki" (jug Zapadnoj Sibiri) // Geologicheskaja jevoljucija vzaimodejstvija vody s gornymi porodami: sb. materialov IV Vserossijskoj nauchnoj konferencii s mezhdunarodnym uchastiem (g. Ulan-Udje, 17-20 avgusta 2020 g.). – 2020. – S. 88-92.

12. Novikov D.A., Kopylova Ju.G., Vakulenko L.G., Suhorukova A.F., Pyrjaev A.N., Maksimova A.A., Dul'cev F.F., Chernykh A.V. Izotopno-geohimicheskie osobennosti projavlenija slaboradonovykh vod «Inskie istochniki» (jug Zapadnoj Sibiri). // Izvestija Tomskogo politehnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2021. – T. 332. – № 3. – S. 135–145.

13. Novikov D.A., Suhorukova A.F., Korneeva T.V., Kmenova-Totceva R.M., Maksimova A.A., Derkachev A.S., Dul'cev F.F., Chernykh A.V. Hidrogeologija i gidrogeohimija mestorozhdenija mineral'nykh radonovykh vod «Kamenskoe» (g. Novosibirsk) // Izvestija Tomskogo politehnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2021. – T. 332. – № 4. – S. 192–208

14. Objasnitel'naja zapiska k Geologicheskoj karte SSSR. Serija Kuzbasskaja. Masshtab 1:200000. List N-44-VI: ob#jasnitel'naja zapiska ; Mihajlovskij D.V., Martynov V.A. – M., 1979.

© Ф. Ф. Дульцев, Д. А. Новиков, А. Н. Фаге, А. С. Деркачев,
А. А. Максимова, А. В. Черных, 2021

НОВЫЕ ДАННЫЕ О ВОЗРАСТЕ И ВЕЩЕСТВЕННОМ СОСТАВЕ ПОРОД ДОЮРСКОГО ОСНОВАНИЯ ТУЙСКО-БАРАБИНСКОГО ФАЦИАЛЬНОГО РАЙОНА В УВАТСКОМ РАЙОНЕ ЮГА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

Ольга Владимировна Елишева

ООО «Тюменский нефтяной научный центр» 625048, Россия, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42, к.г.-м.н., эксперт (геолог), e-mail: ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Мария Николаевна Мельникова

ООО «Тюменский нефтяной научный центр» 625048, Россия, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42, главный специалист (геолог), e-mail: mnmelnikova@tnnc.rosneft.ru

В Западной Сибири структурно-фациальное районирование доюрских пород базируется на двух факторах: структурно-тектоническом строении и формационном составе пород. Центральные районы Увата находятся в границах Туйско-Барабинского фациального района, где существует две основные точки зрения на возраст формаций, подстилающих осадочный чехол. Одни специалисты считают, что это породы нижне-среднепалеозойских формаций (каледониды), другие считают, что это верхнепалеозойско-нижнемезозойские формации (герциниды). Данные, полученные по результатам бурения последних 15 лет на территории Увата о вещественном составе и возрасте доюрских пород, позволили уточнить типовой разрез этих отложений в Туйско-Барабинском фациальном районе (ФР).

Ключевые слова: доюрское основание, структурно-формационная зона, палеозой, Туйско-Барабинский фациальный район, фундамент Западно-Сибирской плиты

NEW DATA ON THE AGE AND MATERIAL COMPOSITION OF THE ROCKS OF THE PRE-JURASSIC BASE OF THE TAISKO-BARABINSK FACIES REGION BASED IN THE UVATSKY DISTRICT OF THE SOUTH OF THE TYUMEN REGION

Olga V. Elisheva

LLC «Tyumen Petroleum Research Center », 625048, Russia, Tyumen, 42, Maxima Gorkogo st., PhD, Expert, e-mail: ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Maria N. Melnikova

LLC «Tyumen Petroleum Research Center», 625048, Russia, Tyumen, 42, Maxima Gorkogo st., Geologist, e-mail: mnmelnikova@tnnc.rosneft.ru

In the West Siberia the structural-facies zoning of pre-Jurassic rocks is based on 2 factors: structural and tectonic structure and formation composition of rocks. The central areas of the Uvat district are located within the boundaries of the Tuisko-Barabinskiy facies region, where there are two main points of view on the age of the formations underlying sedimentary cover. Some experts believe that these are rocks of Lower-Middle Paleozoic formations (Caledonides), others believe that these are rocks of Upper Paleozoic-Lower Mesozoic formations (Hercynides). The data obtained from the results of drilling over the past 15 years on the territory of Uvat district on the material composition and the age of pre-Jurassic rocks made it possible to clarify the typical section of these sediments in the Tuisko-Barabinskiy region of facies.

Keywords: pre-Jurassic base, structural and formation zone, Paleozoic, Tuysko-Barabinskiy facies region, foundation of the West Siberian basin

Введение

На территории Уватского района юга Тюменской области за последние 15 лет получен большой объем новых данных, позволяющих внести существенные коррективы в представление о тектоническом строении, возрасте, вещественном составе и границах фациальных районов (ФР) доюрского комплекса (ДЮК) в зоне сочленения Туйско-Барабинского, Салымского и Усть-Балыкского ФР.

Из-за низкой разбуренности Уватского региона поисково-разведочными скважинами на момент создания схемы структурно-фациального районирования палеозойских формаций самыми изученными поисково-разведочным бурением были восточные районы, занимающие южную часть Усть-Балыкского ФР [6].

В отличие от них, в центральных районах Увата, представляющих северное окончание Туйско-Барабинского ФР, интервал нижнепалеозойских отложений был не охарактеризован ни вещественным составом пород, ни возрастными датировками (Рис. 1, 2). Представления о строении этого доюрского комплекса пород в Туйско-Барабинском ФР на территории Уватского региона опирались в основном на материалы региональной грави-, магниторазведки и редкой сети региональных сейсмических профилей МОГТ 2D [6, 7].

На территории Туйско-Барабинского ФР в пределах центральных районов Уватского региона до сих пор существует две основных точки зрения на возраст формаций, подстилающих разрез мезо-кайнозойского чехла. Одни специалисты считают, что на поверхность ДЮК выходят породы ниже-и среднепалеозойских формаций, другие специалисты считают, что это формации верхнего палеозоя и нижнего мезозоя.

Геологические данные, полученные по результатам бурения последних лет о вещественном составе ДЮК и возрасте палеозойских пород, позволили не только уточнить типовой разрез доюрского основания Туйско-Барабинского ФР, но и скорректировать в дальнейшем границы смежных фациальных районов.

На территории Западно-Сибирского бассейна структурно-литофациальное районирование интервала палеозойских отложений базируется на двух факторах: структурно-тектоническом строении и вещественно-формационном составе [4, 5].

Структурно-тектоническое строение ДЮК Туйско-Барабинского ФР

Для территории Западно-Сибирской плиты до сих пор существует несколько вариантов схем структурно-тектонического строения фундамента (доюрского основания), составленных коллективами разных научных школ России [2, 3, 8]. Основные отличия данных схем связаны с взглядом этих специалистов на возраст консолидации палеозойских пород (формирования кристаллического основания), и с доминированием в одних и тех же фациальных районах интрузивных тел разного состава (кислого или основного/ультраосновного) [2, 8].

Как отмечалось выше, что для Туйско-Барабинского ФР существуют две точки зрения на возраст структурно-формационных комплексов (СФК), слагающих доюрское основание. Это обусловлено структурно-тектонической позицией, а именно нахождением данной территории в границах шовной зоны между двумя макроблоками –Северо-Казахстанским и Центрально Западно-Сибирским [6, 7].

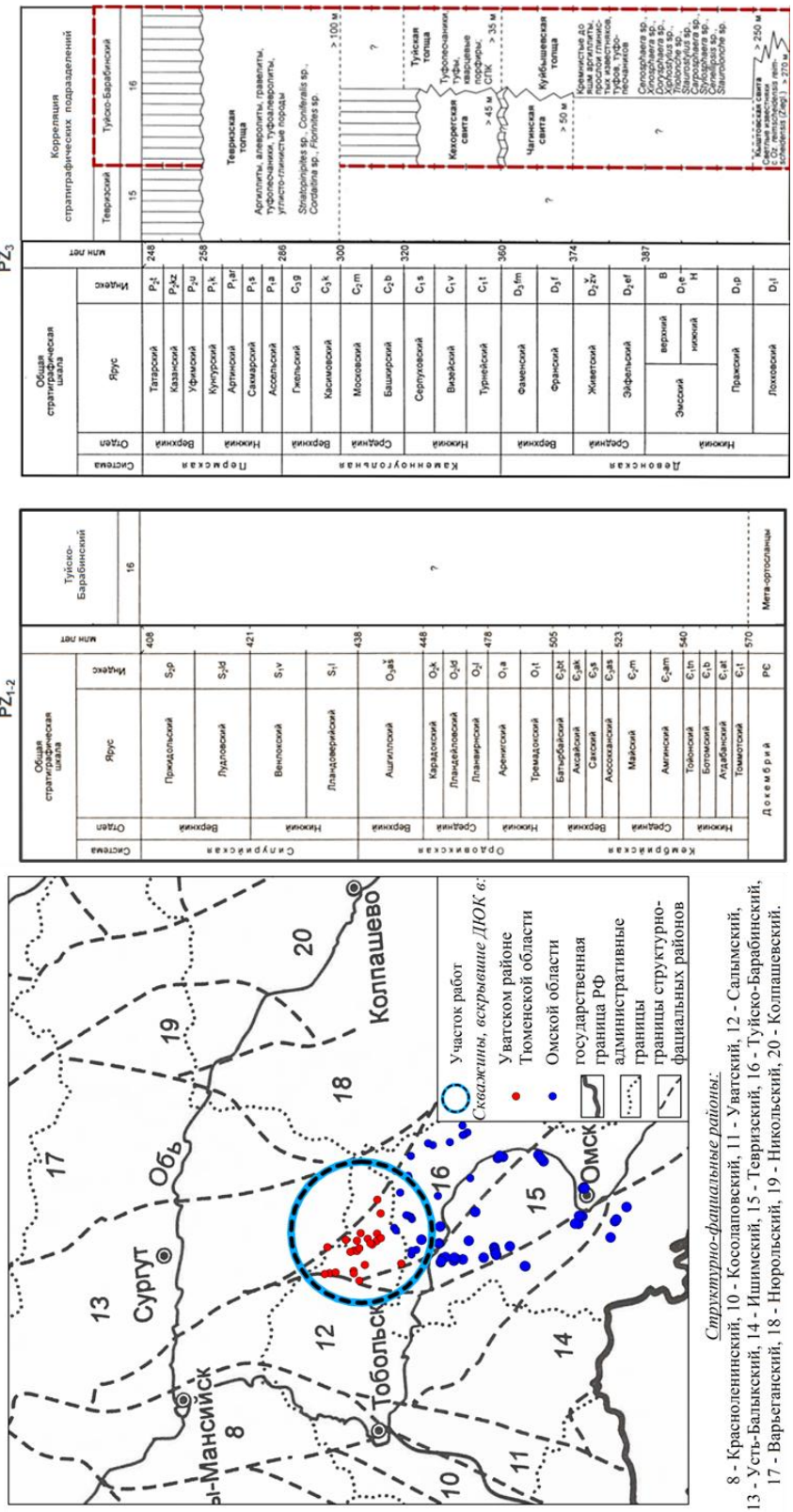


Рис. 1. А) Схема структурно-тектонического районирования палеозойских отложений [4];
 Б) Фрагмент стратиграфической схемы нижнепалеозойских отложений [4];
 С) Фрагмент стратиграфической схемы среднепалеозойских отложений [4]

Нижний СФК, сопоставляемый с кристаллическим основанием, представлен метаморфизованными, сильно консолидированными породами. Средний СФК состоит из формаций синклинального этапа, которые в настоящее время сильно дислоцированы в складки продольного сгиба. Верхний СФК, состоящий из формаций орогенного этапа, представлен стратиграфическими толщами, которые в купольных частях крупных мегасводов и антиклинорий часто эродированы. Завершает разрез последний СФК рифтогенного этапа, который относится к доюрскому «фундаменту» условно, так как по условиям накопления отложений, являются предчехольным комплексом молодой Западно-Сибирской плиты [8].

Согласно первой точке зрения [1, 2] интервал доюрского основания Туйско-Барабинского ФР имеет следующее строение. Кристаллический фундамент представлен блоками сильнометаморфизованных пород докембрия (венд, рифей). Выше залегают сильнодислоцированные формации нижнего и среднего палеозоя. Завершают разрез доюрского основания в пределах крупных антиклинорий поднятий толщи верхнего палеозоя. Отложения нижнего мезозоя вскрываются в основном в отрицательных структурах или структурах типа седловин (Рис. 3).

Согласно второй точке зрения [3, 8] интервал ДЮК в рассматриваемом ФР имеет следующее строение. Породы докембрия, залегающие на глубинах >5 км, скважинами не вскрыты. Собственно кристаллическое основание представлено консолидированными толщами нижнего палеозоя, которые перекрываются дислоцированными формациями Pz_2 . Завершают разрез ДЮК в сводовых частях антиклинорий толщ верхнего палеозоя (D_3-C_3) или нижнего мезозоя (T_{1-2}).

Таким образом, в первом случае, считается, что в Туйско-Барабинском ФР разрез ДЮК коллизионной тектонической зоны представлен преимущественно формациями Pz_1 и Pz_2 , фундамент – блоки каледонид (C_1-S) и салаирид ($R-V$) Северо-Казахстанского блока. Во втором случае, считается, что в разрезе ДЮК доминируют формации герценид (D_3-T_2) Центрально Западно-Сибирского блока.

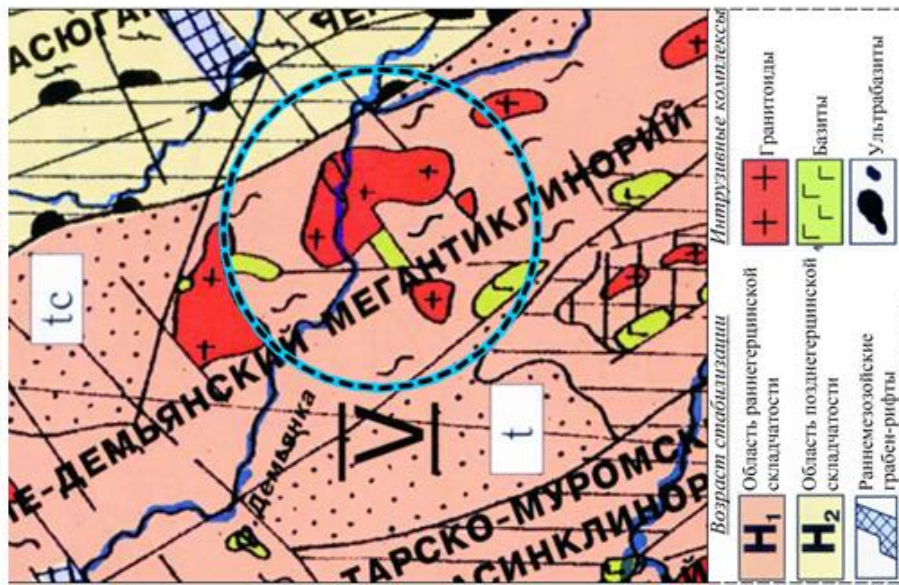
Поскольку в геодинамическом плане Туйско-Барабинский ФР находится в пределах шовной зоны между двумя блоками палеоконтинентов, понимание внутреннего строения ДЮК таких тектонических зон имеет важное практическое значение, особенно с позиций нефтяной геологии, так как в зоне контакта ДЮК и осадочного чехла на этой территории, уже открыты залежи УВ.

Вещественный состав и абсолютный возраст пород доюрского основания по новым данным поискового бурения

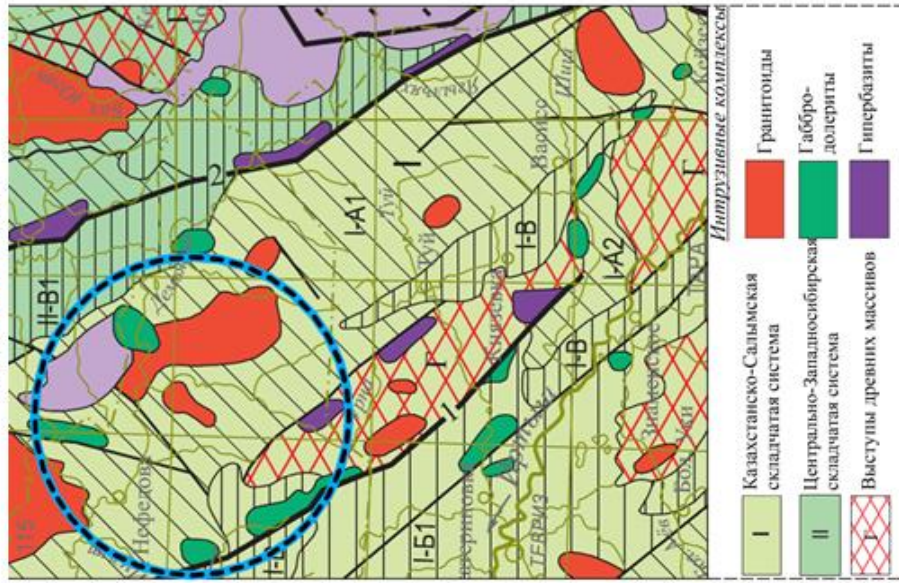
На рисунке 4 приведен вариант стратиграфической схемы палеозойских (Pz) отложений Туйско-Барабинского ФР дополненный данными бурения скважин Уватского региона Тюменской области и северных районов Омской области.

В пределах рассматриваемого фациального района **докембрий** вскрыт на территории Омской области (Болотная, Ивановская и Айзасская площади и др.) и в Уватском районе Тюменской области (Тамаргинская, Кирилкинская площади). В скважинах Омской области породы докембрия представлены альбит-хлорит-кварцевыми, альбит-актинолитовыми и актинолит-кварц-биотитовыми сланцами верхнего рифея [1]. На Тамаргинской площади представлен метаморфическими породами, возраст которых датирован как верхний протерозой. На Кирилкинской площади из обломков ксенолитов в триасовых риолитах извлечены зёрна циркона, возраст которых определен, как 2440 млн. лет (Рис. 4).

А) Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (Сурков, СНИИГ и МС, 1981 г)



Б) Фрагмент схемы тектонического районирования доюрских образований (ВСЕГЕИ, 2017 г)



С) Фрагмент тектонической схемы фундамента Уватского района и сопредельных территорий (ООО «ГННЦ», 2016 г)

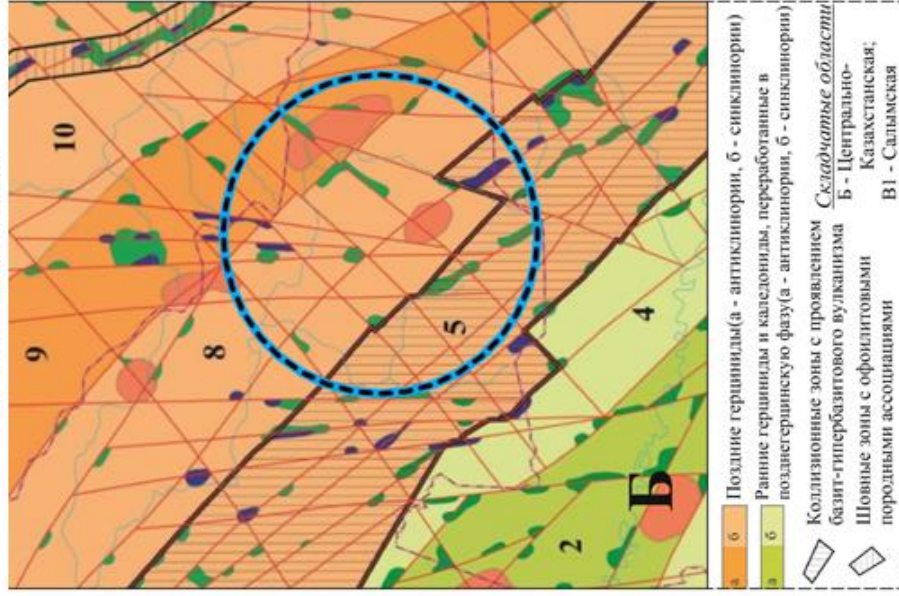


Рис. 3. Варианты схем тектонического строения доюрского основания Туйско-Барабинского ФР разных авторов

эра	система	отдел	Описание пород	Возрастная датировка	
Mz1	триас	T2	Эффузивы среднего и кислого состава, туфопесчаинки, туфоалевролиты	Кирилкинская-72 Северо-Коптанска-3 Восточ.-Тишkinsкая-82	
		T1			
Pz3	пермь	P2	туфы, трахиандезиты измененные, трещиноватые, залеченные карбонат-хлорит-каолининовым материалом	Тишkinsкая-61	
		P1			
	карбон	C3		Петъегская-51	
		C2			
Pz2	девон	D3	слабоизмененные апоандезит, хлоритизированные, карбонатиизированный	Западно-Пихтовая-261	
		D2			
		D1			
	силур	S2	андезит-диабазовые порфириты	Туйская-1	
		S2			
		S2			
ордовик	O3	мраморизированные осадочные породы, сильно измененные, кальцитизированные,	Больше-Тамаргинская-51		
	O2				
	O1				
	O1				
Pz1	кембрий	Є1	диабазовые, андезит-базальтовые порфириты, диориты	Надеждинская-38	
		Є2			
	докембрий	V-R	кремнистые-хлоритовые сланцы		Катысская-1
		V-R			
докембрий	V-R	Metаморфические массивные, брекчеевидные породы, хлоритизированные, альбитизированные, с вкраплениями пирита.	альбит-хлорит-кварцевые, альбит-актинолитовые, актинолит-кварц-биотитовые сланцы	Северо-Тамаргинская 50	
					альбит-хлорит-кварцевые, альбит-актинолитовые, актинолит-кварц-биотитовые сланцы

Рис. 4. Сводный разрез вещественного состава ДЮК Туйско-Барабинского ФР по результатам нового поискового бурения

Как отмечалось выше, согласно официально принятой стратиграфической схеме палеозойских отложений [4], интервалы нижнего и среднего отделов в Туйско-Барабинском ФР в объёме *кембрия, ордовика* и *силура*, на момент создания последнего варианта структурно-фациального районирования ДЮК, изучены не были. Представления о строении и составе доюрской части разреза опирались на идеи о региональных тектонических процессах, происходивших на территории Западно-Сибирской плиты [3, 5, 8] и на материалы региональных гравиметрических и магнитометрических исследований [6, 7 и др.].

За последние 15 лет отложения нижнего и среднего отдела палеозоя изучены в глубоких скважинах на Надеждинской, Катынской, Тамаргинской и Северо-Тамаргинской площадях. Согласно новым полученным данным разрез P_{1-2} на территории центральных районов Уватского региона представлен андезит-базальтовыми туфами и плотными метаандезит-базальтами, природа которых интерпретируется специалистами ВНИГРИ, как небольшие блоки остаточных фрагментов офиолитовых поясов островодужных комплексов.

Согласно официальной стратиграфической схеме палеозойских формаций [4] отложения *девонской и каменноугольных систем* в Туйско-Барабинском ФР представлены двумя типами разрезов. Девонская часть разреза в основном состоит из терригенно-карбонатных толщ, в то время как для каменноугольных отложений характерно доминирование туфогенно-терригенного состава.

В целом на территории Туйско-Барабинского ФР разрез каменноугольных и девонских формаций вскрывается реже, чем в Усть-Балыкском ФР, в пределах Верхнедемьянского мегавала. В скважинах Туйско-Барабинского ФР породы каменноугольного возраста предположительно вскрыты на Тишкинской площади, девонская часть разреза изучена в скважинах Петъегской площади. В отличие от верхнепалеозойских формаций, толщи девона и карбона часто прорваны интрузиями кислого и среднего состава, что говорит о наличии в это время на этой территории активных тектонических процессов, которые, по всей вероятности, были связаны с орогенным этапом позднегерцинской складчатости.

Согласно официальной стратиграфической схеме *палеозойских формаций* [4] отложения *пермской системы* в Туйско-Барабинском ФР представлены терригенно-туфогенной тевризской толщей нижнего отдела (P_1). Однако пока на территории Увата в этом ФР отложения этой системы бурением не вскрыты. Есть предположения, что эти отложения в этом ФР будут совсем отсутствовать [4].

Согласно официальной стратиграфической схеме *триасовых отложений* [5], центральные районы Уватского региона соответствуют Омскому ФР, разрез которого сложен вулканогенно-осадочными породами туринской серии нижнего отдела. На территории Уватского района породы триасового возраста вскрыты на Кирилкинской, Южно-Кирилкинской и Восточно-Тишкинской площадях и представлены сильно измененными (хлоритизированными и гематизированными) риолитами и трахириолитами ранне- и среднетриасового возраста (T_{1-2}) (Рис. 4).

Выводы

Доюрский фундамент рассматриваемого района, за счёт его структурно-тектонической позиции в пределах шовной зоны двух микроконтинентов, имеет довольно сложное строение, которое обусловлено сочетанием гетерогенных блоков, состоящих из формационных комплексов собственно коллизионного этапа, синклинального этапа и орогенного этапа тектоногенеза.

Результаты бурения на территориях Уватского региона Тюменской области показали, что в пределах Туйско-Барабинского ФР (Омского ФР) под подошву юрского чехла чаще всего выходят толщи каледонид и даже байкалид, хотя встречаются и формации герцинид. Как правило, в Туйско-Барабинском ФР герциниды составляют крылья антиклинориев, в то время как ядра этих структур состоят из блоков каледонид или байкалид.

Несмотря на массив новых данных, полученных по результатам бурения на территории Уватского региона юга Тюменской области, часть геологического разреза Туйско-Барабинского ФР восстановить пока не удалось. Хотя наличие Pz_{1-2} отложений подтверждено бурением, расчленить эту толщу на породы кембрийской, ордовикской и силурийской систем пока не удалось. Также до конца не изученными остались интервалы: D_2-C_2 и P_1 .

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Балабанова Т.Ф., Перугин Н.Н. О докембрийских образованиях Западно-Сибирской плиты и ее обрамления // Советская геология. –1981. –№ 12. – С. 76-82.
2. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. Палеозой и триас Западной Сибири // Геология и геофизика. –2003. – Т. 44. – №1-2. –С. 120-143.
3. Геологическое строение фундамента Западно-Сибирской плиты (по геологическим и геофизическим данным) // Под редакцией Э.Э. Фотиади. Тр. СНИИГГИМСа. Вып., 76. – Ленинград: «Недра», 1971 – 207 с.
4. Ёлкин Е.А. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири // Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. – 163 с.
5. Региональная стратиграфическая схема триасовых отложений Западной Сибири Утверждена МСК 9 апреля 2004 г.
6. Сидоров Д.А. и др. Стратификация доюрских образований восточной части Уватского района Тюменской области на основе комплекса биостратиграфических, литолого-петрографических и сейсмических данных // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири –2017. –№ 2 (30). – С. 58-68.
7. Сидоров Д.А. Петромагнитная характеристика пород доюрского основания центральных и южных районов Западной Сибири. // Горные ведомости. – 2018. – №3. – С. 52-63.
8. Сурков В.С., Жеро О.Г., Смирнов Л.В. Складчатые системы и структуры доюрского фундамента // Палеозой юго-востока Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: «Наука», 1984. – С. 56-70.

REFERENCES

1. Balabanova T. F., Erugin N. N. On Precambrian formations of the West Siberian plate and its framing // Soviet geology. – 1981. – № 12. – P. 76-82.
2. Bochkarev V. S., Brekhuntsov A.M., Deschenya N. P. Paleozoic and Triassic of Western Siberia. -2003. – Vol. 44. – № 1-2. – P. 120-143.

3. Geological structure of the foundation of the West Siberian plate (according to geological and geophysical data) // Edited by E. E. Fotiadi. Tr. SNIIGGIMSa. Issue, 76. – Leningrad: "Nedra", 1971. – 207 p.
4. Elkin E. A. et al. Stratigraphy of oil and gas basins in Siberia. Paleozoic of Western Siberia // Novosibirsk: publishing house of SB RAS, branch "GEO", 2001. – 163 p.
5. The regional stratigraphic scheme of the Triassic deposits of Western Siberia was approved by the Moscow City Council on April 9, 2004.
6. Sidorov D. A. et al. Stratification of the Pre-Jurassic formations of the eastern part of the Uvatsky district of the Tyumen region on the basis of a complex of biostratigraphic, lithological-petrographic and seismic data. -2017. –№ 2 (30). – P. 58-68.
7. Sidorov D. A. Petromagnetic characteristics of rocks of the Pre-Jurassic base of the central and southern regions of Western Siberia. // Mountain vedomosti. -2018. - № 3. - P. 52-63.
8. Surkov V. S., Zhero O. G., Smirnov L. V. Folded systems and structures of the Pre-Jurassic foundation // Paleozoic of the South-East of the West Siberian plate. – Novosibirsk: "Nauka", 1984. - P. 56-70.

© О. В. Елишева, М. Н. Мельникова, 2021

И СНОВА О ПАЛЕОЗОЙСКОЙ НЕФТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Николай Петрович Запывалов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, д.г.-м.н., главный научный сотрудник, e-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

В статье рассматриваются вопросы перспективности палеозойской нефти в регионах Западной Сибири. Автор кратко описывает историю открытий сибирских месторождений нефти, предлагает новую нефтегеологическую концепцию и дает рекомендации по дальнейшему развитию нефтегазового дела.

Ключевые слова: палеозойская нефть, Новосибирская область, Томская область

ONCE MORE ABOUT THE PALEOZOIC OIL IN WEST SIBERIA

Nikolay P. Zapivalov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Dr. Sc., Chief Scientist, e-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

In this article, the prospects of Paleozoic oil in the regions of West Siberia are considered. After a brief historical essay on the discovery of Siberian oilfields, the author suggests a new paradigm in petroleum geology and gives his recommendations on the further development of petroleum industry.

Keywords: Paleozoic oil, Novosibirsk Region, Tomsk Region

Введение

До войны в Советском Союзе нефть добывали в основном в Азербайджане и Волго-Уральском регионе. Во время войны большое значение имела «битва за нефть» – «война моторов». После войны встал вопрос о расширении территории нефтедобычи. И.В. Сталиным была поставлена задача значительно увеличить добычу нефти. Была принята программа пробурить в Западной Сибири сеть опорных скважин с целью широкого поиска. Осуществлять эту программу начали с юга Западной Сибири; затем был пробурен ряд скважин севернее. Уже в 1947-48 гг. в Сибири был создан ряд профессиональных нефтеразведочных предприятий.

В декабре 1947 г. в Новосибирске была организована «Сибирская геофизическая экспедиция». Уже в январе 1948 г. был учрежден трест «Запсибнефтегеология». Они должны были проводить работы на территории всей Западной и Восточной Сибири.

Для кадрового подкрепления этих предприятий в 1951 г. был создан нефтяной факультет в Свердловском горном институте с полным набором всех необходимых специальностей: геологи, геофизики, буровики. Все выпускники этого института направлялись в Сибирь: Новосибирск, Кузбасс, Тюмень, Якутск и т.д.

Автор имел честь закончить этот институт в 1955 г и был направлен в трест «Запсибнефтегеология».

Объем работ быстро нарастал. В 1953 г. был получен Березовский фонтан газа. Дальше чередой пошли открытия в Тюменской области. Было создано отдельное предприятие – «Главтюменьгеология». Кстати, многие работники треста «Запсибнефтегеология» участвовали в открытии Мегионского месторождения. Потом эти открытия были переданы тюменцам, а новосибирцы продолжали работы в Томской области. Здесь также вскоре стали появляться новые месторождения: Советско-Соснинское и др. Все разведочные работы были сконцентрированы именно там.

В 1957 г. академиком А.А. Трофимуком в Новосибирске был создан Институт геологии и геофизики (ИГиГ) в составе СО АН СССР, который активно занимался нефтяными проблемами Сибири [1].

В 1969 г. Министерством геологии СССР было принято решение выделить все работы в Томской области и создать на базе существующих экспедиций, партий и трестов Томское территориальное геологическое управление, оставив новосибирцам для проведения работ только свою область. Началась новая эпопея в Новосибирской области, которая тогда, во времена крупнейших открытий в Тюмени и Томске, считалась малоперспективной территорией. Новосибирцы начали проводить работы в Северном районе области. Автор был назначен главным геологом Новосибирского территориального геологического управления.

Новосибирская нефть (мезозой + палеозой)

Доказывать в Москве (Мингео РСФСР и Мингео СССР) необходимость проведения поисково-разведочных работ на нефть в Новосибирской области хотя бы в минимальном объеме было чрезвычайно трудно. Разрешение было получено только на одну скважину.

И уже в зиму 1969-70 гг. один из буровых станков был задействован на Верх-Тарском поднятии. Три вершины, три купола было на этой структуре. Мучительно рождалось решение у геологов и геофизиков. Выбрали центральный купол, так как южный был нечетко закартирован сейсмиками. Может быть, это и был единственный шанс открыть новосибирскую нефть.

В апреле 1970 г. скважина вскрыла пласт юрского возраста на глубине 2450 м. Оперативно оценили нефтенасыщенность в процессе бурения пластоиспытателем. Получили хороший кратковременный приток нефти, а затем и убедительные доказательства «большой» нефти.

Верх-Тарское нефтяное месторождение было открыто 9 мая 1970 г., закончено разведкой в 1973 г. и защищено в Государственном комитете по запасам СССР в мае 1974 г. Была отмечена эффективная разведка в короткий срок и высокое качество проведенных работ. Это была официальная оценка лучших экспертов страны, которая не раз подтверждалась в технологических документах и проектах.

При работах на Верх-Тарском нефтяном месторождении в 1970-е годы в скважине №3 было отмечено присутствие нефти в коре выветривания палеозоя. На рядом расположенной Малоичской площади заложили 1 скважину для подтверждения продуктивности юрского пласта, аналогичного Верх-Тарскому. На этой скважине при вскрытии кровли палеозоя произошло поглощение глинистого раствора. Скважина была ликвидирована по техническим причинам. Было принято решение пробурить еще одну скважину на этой же площади.

Провели очень осторожное, тщательное испытание скважины №2. И благодаря упорной и высокопрофессиональной работе испытателей удалось получить фонтан нефти из кровли палеозоя! Так было открыто Малоичское палеозойское месторождение. Практически оно было первым в Западной Сибири.

Ниже приводится схема расположения нефтегазовых месторождений Новосибирской области (рис. 1). Цифрами обозначены месторождения: 1 – Межовское, 2 – Восточно Межовское; 3 – Веселовское (газовое); 4 – *Малоичское*; 5 – *Верх Тарское*; 6 – Ракитинское; 7 – Тай Дасское; 8 – Восточно Тарское; 9 – Восточное.

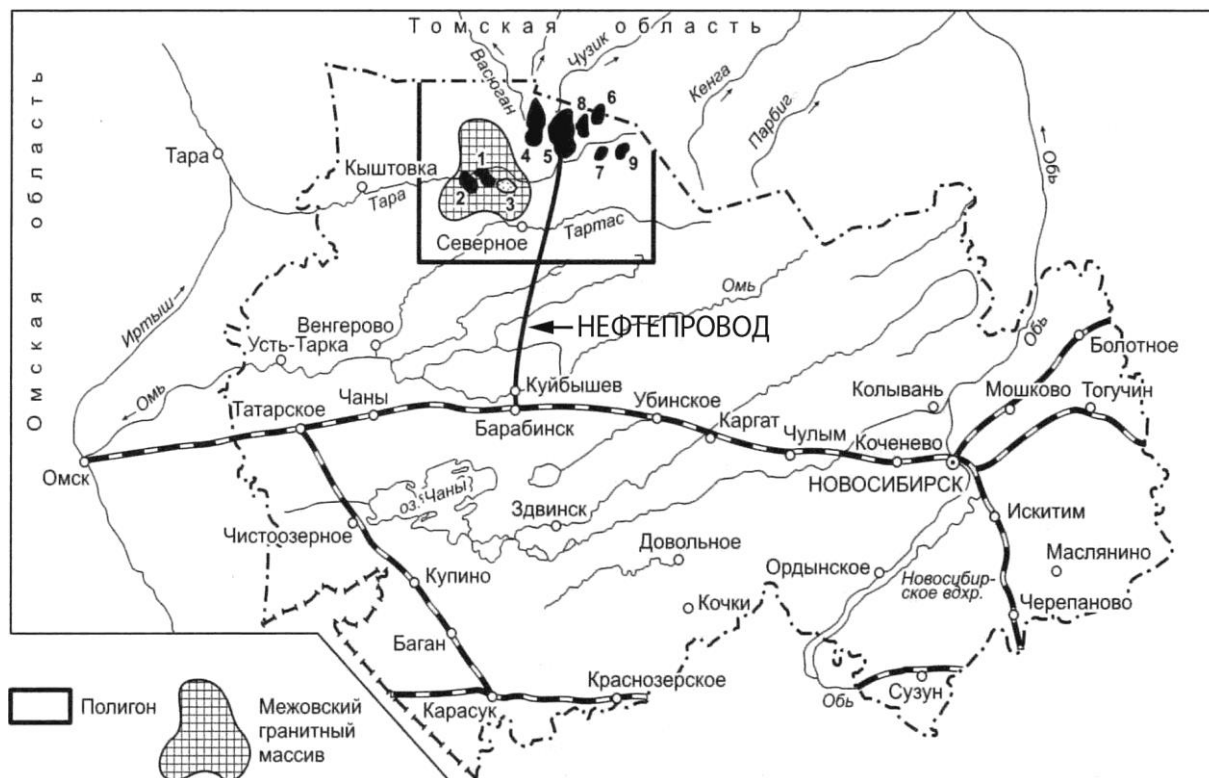


Рис. 1. Схема расположения нефтегазовых месторождений Новосибирской области

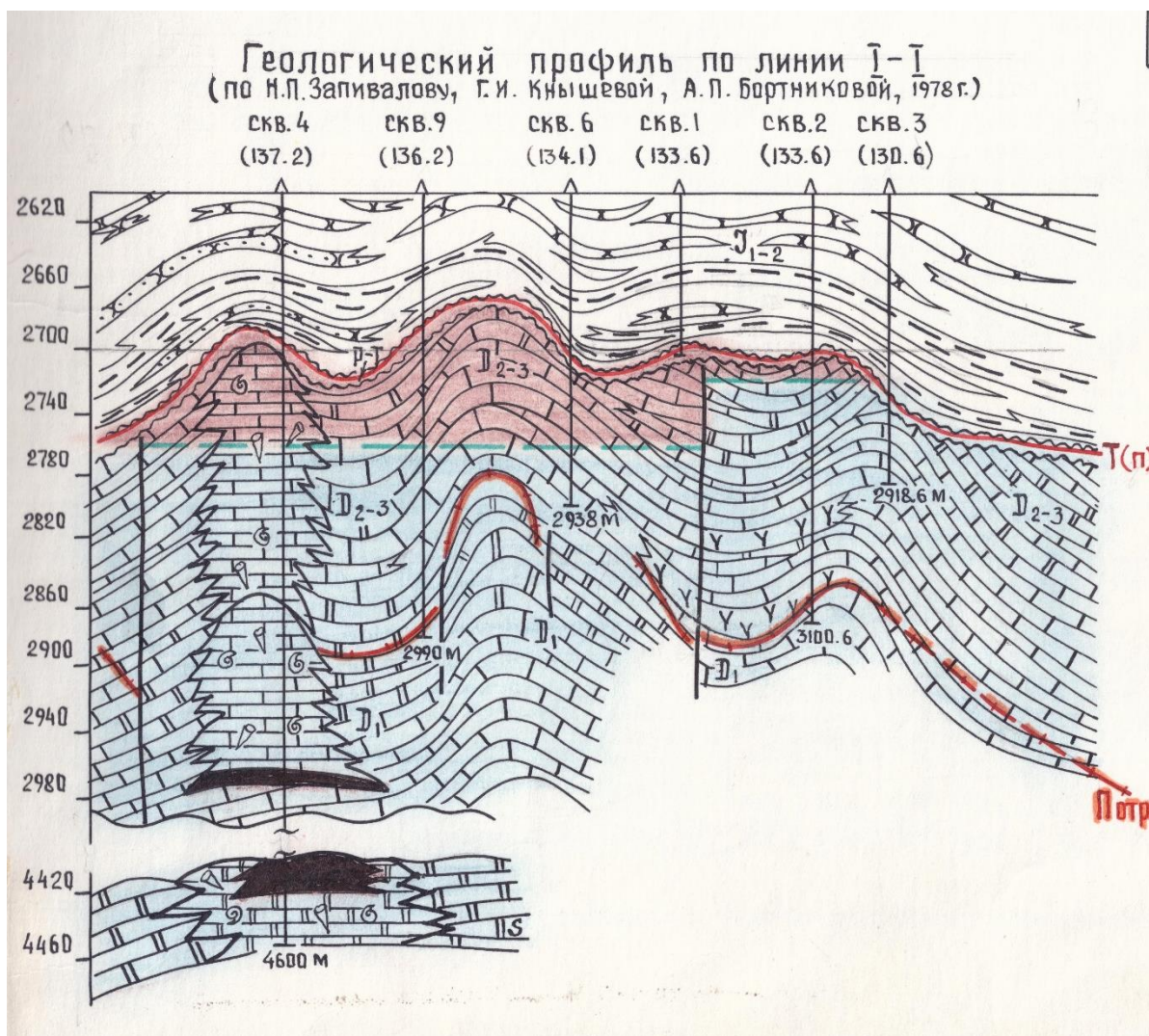
Проблемой палеозойской нефти автор занимается давно. Список разнообразных работ автора по нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири насчитывает более 185 публикаций. В 1985 г., будучи генеральным директором ПГО «Новосибирскгеология», автор защитил докторскую диссертацию «Нефтегазо-

носность осадочных комплексов фанерозоя юго-востока Западной Сибири», в которой обосновал перспективы нефтеносности глубинных палеозойских слоев Западной Сибири.

Палеозойское направление всегда активно поддерживал академик А.А. Трофимук. Именно этим научно-практическим вопросам он посвятил значительную часть своей мемуарной книги «Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири» [1]. И не случайно научный доклад в день своего 85-летия (16 августа 1996 г.) он посвятил именно палеозою, назвав этот доклад «Золотая подложка Западной Сибири».

Малоичская эпопея (продолжение)

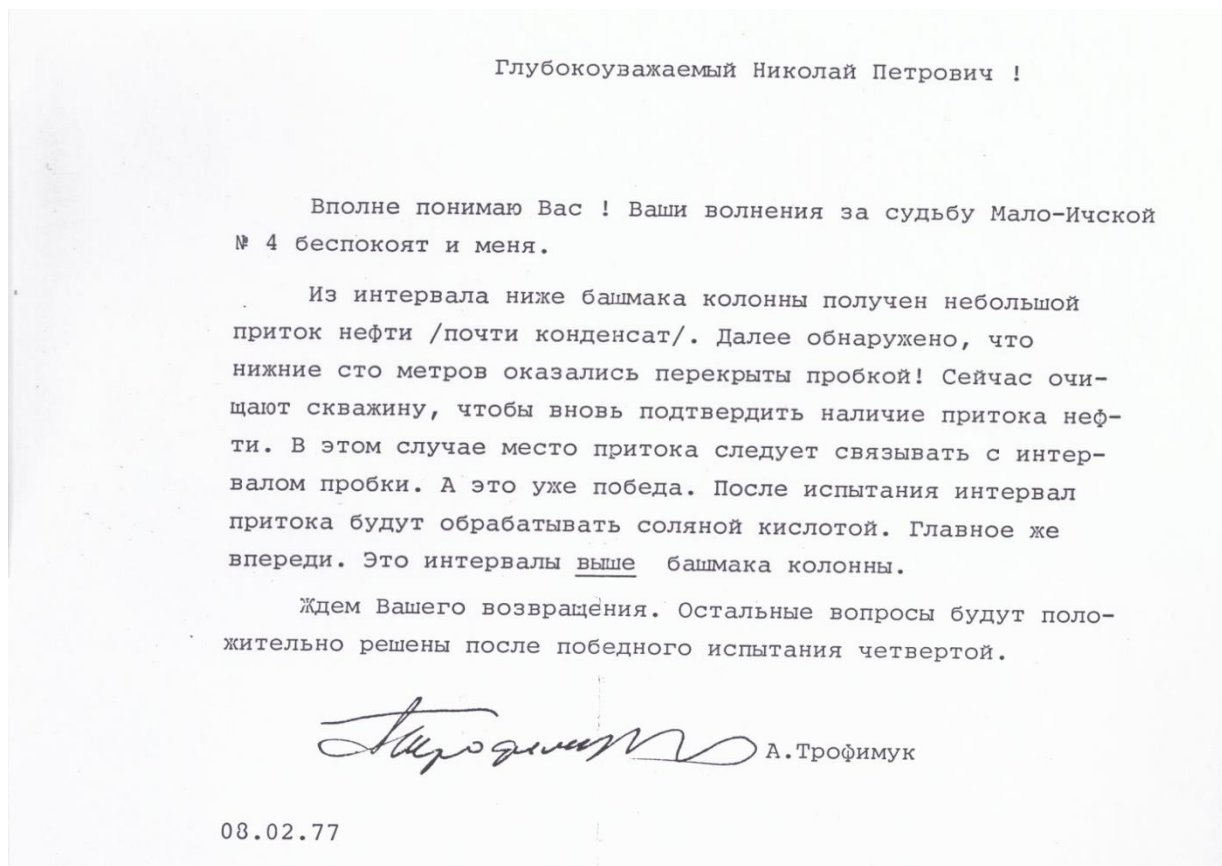
Таким образом, в 1974 году началась разведка Малоичского месторождения. В пробуренных скважинах были установлены нефтепроявления и притоки нефти из большого стратиграфического горизонта (девон-силур) до глубины 4 600 м. (скважина №4) (рис 2).



1.

Рис. 2. Геологический разрез Малоичского месторождения

В начале 1977 года, когда заканчивали опробование глубинного пласта в Малоичской скважине №4, автор был в трехмесячной командировке в Пакистане. Написал из Карачи письмо А.А. Трофимуку с просьбой содействовать эффективному опробованию палеозойских глубоких перспективных горизонтов. Андрей Алексеевич ответил (рис. 3).



2.

Рис. 3. Письмо А.А. Трофимука (08.02.1977)

Малоичская скважина 4 решила принципиальные вопросы по нефтегазонасности глубокопогруженных палеозойских пластов. Малоичская скважина 4 прошла по карбонатным породам девона и силура 1800 м и подтвердила перспективность глубокозалегающих пород палеозоя. На рис. 4. показан геологический разрез скважины.

Цифрами на рис. 4 обозначены: 1 – песчаники; 2 – алевриты; 3 – аргиллиты; 4 – угли; 5 – известняки; 6 – доломиты; 7 – битуминозные известняки; 8 – вулканогенные породы; 9 – промышленный приток нефти; 10 – приток нефти (опробование в открытом стволе); 11 – признаки нефти. Хороший приток был получен с глубины 4100 м, что ниже кровли палеозоя на 1400 м. Она по всем параметрам отличалась от «кровельной» палеозойской нефти. Это была принципиальная победа в споре с «неверующими авторитетами». Малоичская скважина 4 действительно оказалась уникальной по всему набору геолого-геофизической информации. Такой скважины в Западной Сибири ранее не было.

На рис. 5 приведена обзорная карта Малоичского месторождения с учетом результатов трехмерной сейсморазведки и многих других геологических данных.

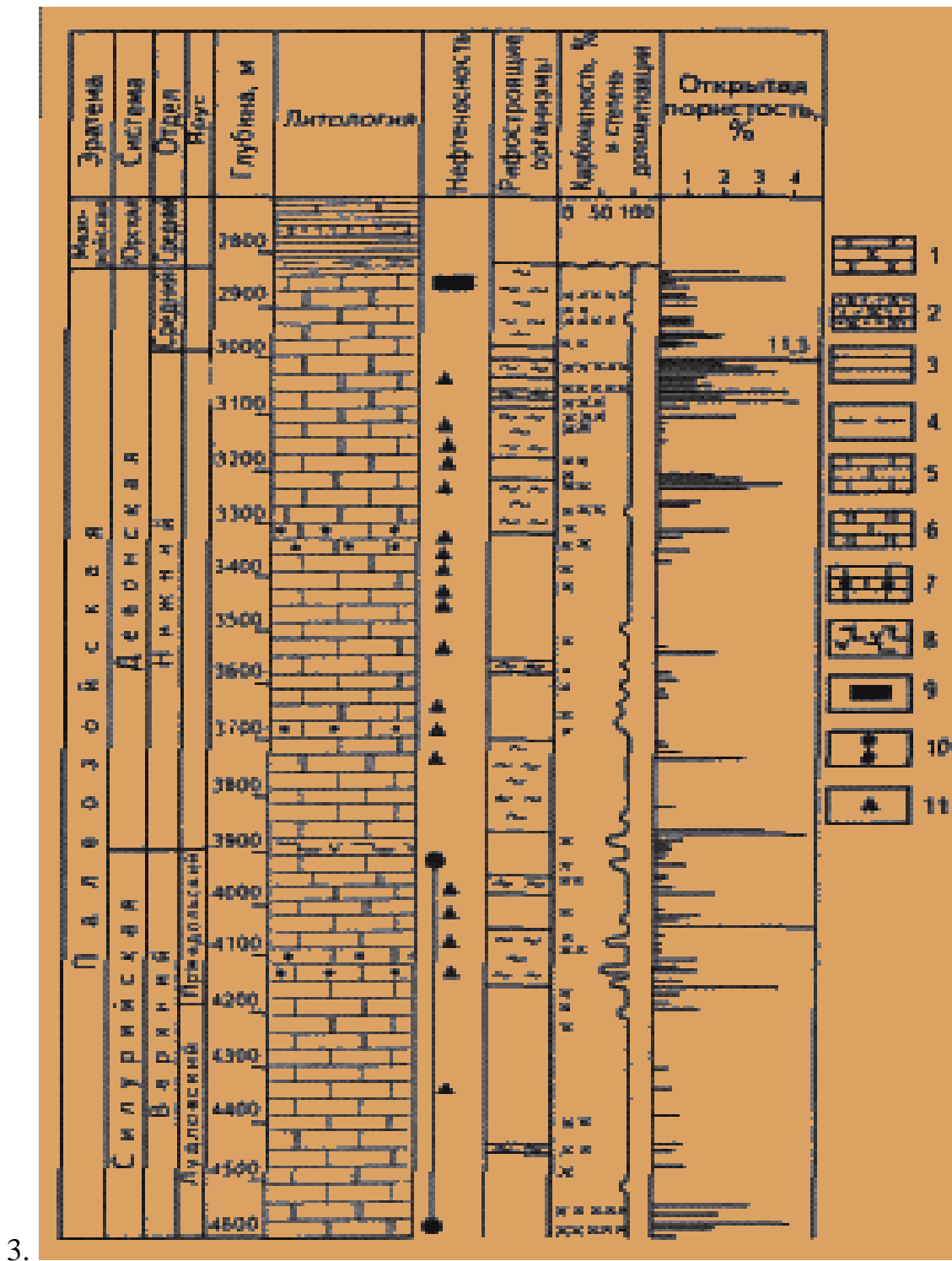


Рис. 4. Геологический разрез скважины 4 Малоичского месторождения

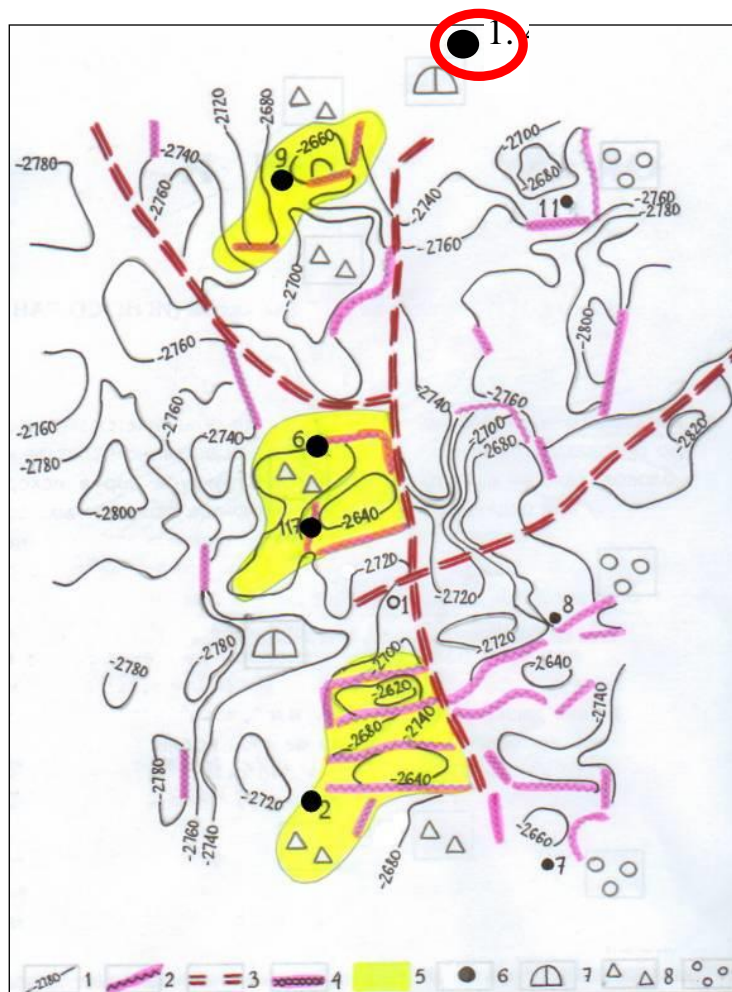


Рис. 5. Комплексная карта Малоичского месторождения

На карте показаны: 1 – изогипсы поверхности карбонатных палеозойских пород, м; 2 – субвертикальные зоны эрозионно-тектонических выступов; 3 – предполагаемые глубинные разломы; 4 – тектонические нарушения; 5 – очаги вторичной доломитизации; 6 – скважины, давшие приток нефти; литофации: 7 – органогенных рифов; 8 – передового шлейфа; 9 – зарифовой лагуны.

Открытием Малоичского месторождения нефти заинтересовался Председатель Госплана СССР и крупнейший нефтяник страны Николай Константинович Байбаков. Н.К. Байбакову показали материалы по нефтегазоносности палеозоя. Позднее Н.А. Байбаков доложил об этом А.Н. Косыгину, и тот попросил пригласить геологов и рассказать ему лично об этих открытиях. В сентябре 1977 года автор выехал с докладом в Москву и был в Кремле на деловой встрече с Председателем Совета Министров СССР Алексеем Николаевичем Косыгиным. А.Н. Косыгин внимательно выслушал доклад, просмотрел альбом геологических карт, профилей и разрезов. Завершая встречу, А.Н. Косыгин сделал вывод, что если палеозой действительно представляет собой новый нефтегазоносный этаж в Западной Сибири, то в перспективе это очень важно, так как рано или поздно верхние мезозойские горизонты будут иссякать.

Итак, фактически в Новосибирской области на ранее считавшихся малоперспективными территориях была обнаружена нефть сначала в мезозое (Верх-Тарское месторождение), а затем и в палеозое (Малоичское месторождение).

На рис. 6 показана динамика добычи нефти на Верх-Тарском месторождении по годам. Суммарная добыча уже составила более **15 млн тонн** из оцененных разведкой геологических запасов **52 млн тонн**. Зеленым на рисунке показана начавшаяся позднее добыча нефти на Малоичском месторождении из палеозоя. В 2015 г. добыча снизилась по сравнению с 2014 г. на 26%. В дальнейшем снижение добычи продолжалось: по информации от компании «Новосибирскнефтегаз», объем добычи нефти за 2019 г. составил **114,4** тыс. тонн, в 2020 г. – **86,0** тыс. тонн (из них: Верх-Тарское – 63,1; Малоичское – 12,0; Восточно-Тарское – 10,9); в 2021 году планируется добыть всего лишь **64,1** тыс. тонн (из них: Верх-Тарское – 45,5; Малоичское – 8,8; Восточно-Тарское – 9,8). Геологоразведочные работы на месторождениях в этом районе больше не ведутся. Бурения новых скважин не предполагается. Видимо, так распоряжается основной недропользователь – компания «Нефтиса» (г. Москва). А недродержатель – Новосибирская область – устранился и не контролирует эти вопросы.



Рис. 6. Динамика добычи нефти на Верх-Тарском месторождении по годам

*Томская область. Современные палеозойские проекты.
Активные действия в Югре (Ханты-Мансийский округ)*

Начиная с 2014-2015 гг. в Томской области реализуется масштабный комплексный Проект «Палеозой» по исследованию доюрского комплекса и созданию эффективной методики обнаружения в палеозое нефтяных залежей. Результатом Проекта должно стать определение оптимальных подходов для изучения нефтеносности палеозойского разреза в Томской области. Участники проекта – компания «Газпром нефть», администрация области, Томский политехнический университет. Считается, что проанализирован большой объем архивных данных, на их основе разрабатываются модели формирования структурных форм доюрского комплекса. Утверждается, что в основу «Проекта» легли информация и опыт, накопленные предприятием «Газпромнефть-Восток» в ходе работ на Урманском и Арчинском месторождениях. Эти два месторождения являются основным нефтяным полигоном Томской области. Создаются и новые полигоны.

6 и 21 июня 2018 г. на базе Томского политехнического университета прошли два совещания по проблемам палеозоя Томской области, по материалам которых под редакцией автора был выпущен сборник научных трудов «Концептуальные модели и возможные пути поиска залежей углеводородов в доюрском комплексе Томской области» [2].

В сентябре 2018 г. компания «Газпромнефть» заключила соглашение с нефтяной компанией Объединенных Арабских Эмиратов «Mubadala Petroleum» о создании совместного предприятия для разработки месторождений в Томской области. В соответствии с соглашением, компании «Mubadala Petroleum» переходит 49% акций в ООО «Газпромнефть-Восток».

Сообщается, что в рамках «Проекта» было пробурено шесть разведочных скважин с проходкой по палеозойским отложениям от 400 до 1 000 метров и общей глубиной от 3 200 до 4 100 м. В новых скважинах был проведен полный комплекс исследований ГИС и взяты пробы керна. Это позволило получить принципиально новую информацию, необходимую для успешного продолжения работы [3].

В 2020 г. Томская область, Технологический центр «Бажен», «Газпромнефть-Восток» и Томский политехнический университет запустили цифровую платформу проекта «Палеозой». Планируется, что цифровая платформа станет комплексным решением для управления этим сложнейшим технологическим проектом.

Проект «Палеозой» находится на особом контроле губернатора Томской области Сергея Жвачкина. В октябре 2020 г. С.А. Жвачкин выступил с сообщением об этом «Проекте» в Совете Федерации [4]. Он обосновал важность проекта, подчеркнув, что проект «Палеозой» позволит восполнить стремительно убывающую ресурсную базу углеводородов. Статистика по Томской области показала, что с 2009 года, когда был достигнут пик добычи в 11 миллионов тонн, наблюдается тренд неуклонного снижения. При его сохранении к 2030 году объёмы добычи нефти сократятся до шести миллионов тонн нефтяного эквивалента в год. Он

подчеркнул, что в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах ресурсная база может быть восполнена за счёт баженовской и ачимовской свит. В Томской же области есть палеозой, который и может стать резервом для стабилизации добычи, а в перспективе – приведения её к пиковому уровню.

Он попросил поддержать важнейший для экономики страны проект, в частности, одобрить предоставление налоговых преференций на геологоразведку таких сложных запасов. В случае получения федеральной поддержки проекта С.А. Жвачкин рассчитывает удержать добычу нефти Томской области (постоянно падающую) на уровне 10 миллионов тонн в год. Всего ресурсы «палеозойских» отложений в Западной Сибири оценивают в 25 миллиардов тонн нефтяного эквивалента.

Таковы планы и действия наших соседей-томичей. Остается пожелать им успехов.

В Ханты-Мансийском округе также активно действуют в этом направлении. На Югорском промышленно-инвестиционном форуме Департамент недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, «Газпромнефть – Технологические партнерства» (прежнее название – Технологический центр «Бажен») и международная нефтегазовая консалтинговая компания Weicir-Franlab подписали меморандум о сотрудничестве в сфере повышения нефтеотдачи пластов. Они сформируют организационную модель для создания в Югре первого научно-технического полигона для тестирования химических методов увеличения нефтеотдачи.

Стороны договорились о совместной разработке и реализации научных и технологических программ для интенсификации нефтеотдачи на югорских месторождениях, в том числе с использованием химических методов. Соглашение создаст основу для испытаний новых методов на научно-технологических полигонах: партнеры намерены разработать организационную модель для создания первого подобного полигона в Югре. Документ также предусматривает запуск совместных научно-образовательных программ, связанных с вопросами повышения нефтеотдачи пластов.

Выводы (новые концепции XXI века, рекомендации, размышления и пожелания)

1. Новая парадигма XXI века

В течение XIX-XX веков происходило бурное развитие по многим аспектам нефтегазовой науки и практики. К концу XX века накопились серьезные противоречия, выявившие неадекватность существующих моделей нефтяных месторождений.

В XX веке большинство ученых придерживались органической (осадочно-миграционной) теории происхождения нефти, но некоторые противоречия сохранялись. В XXI веке противоречий стало больше. В настоящее время в мире насчитывается более 10 различных авторитетных концепций (теорий) нефтеобразования, включая биосферную, космическую и др.

Почти все геологи в XX веке увлекались нефтематеринскими свитами. Автор и сам в начале своей геологической деятельности был активным сторонником органической теории происхождения нефти. Но многолетний опыт работы в нефтегазовой геологии привел автора к выводу об ограниченной применимости классической теории. Сейчас автор придерживается позиции, не предполагающей приверженности какой-либо одной концепции генезиса нефти. Создать общую теорию нафтидогенеза, пригодную для любых геологических условий, видимо, невозможно. Скопления углеводородов обнаруживаются повсеместно. Открываются новые источники углеводородов (традиционных и нетрадиционных), создаются инновационные методы и технологии их добычи и утилизации. Образование и распределение нефти и газа имеют очаговый характер. В мире открыто 70 000 месторождений нефти, из них 1000 крупных. 70 стран в мире имеют разведанные запасы нефти, более 65 стран осуществляют добычу нефти на своей территории. Все государства мира в той или иной степени используют углеводородное сырье для различных целей. Развитие нефтегазового дела надолго останется одной из ключевых задач человечества.

Новая нефтегеологическая парадигма автора [5-7] состоит в том, что залежь нефти является живой флюидопородной системой, состояние и параметры которой способны быстро изменяться в непрерывном режиме под действием природных и техногенных факторов в соответствии с законами спонтанной саморегуляции. Залежь нефти может сформироваться, расформироваться и вновь образоваться. Запасы нефти и газа могут быстро восполняться либо за счет вновь образующихся углеводородных масс внутри системы, либо за счет дополнительного притока из других частей земной коры. Поэтому, как подтверждают данные в разных регионах мира, многие нефтегазовые скопления являются молодыми.

Нефтегазонасыщенный пласт (залежь) состоит из двух взаимосвязанных подсистем: породы (минералы) и флюиды (нефть, газ, вода) и представляет собой целостную систему, имеющую свойства фрактальных структур. Фрактальные свойства были изучены на примере Верх-Тарского месторождения (Новосибирская область) с использованием специальных характеристик временных рядов – размерности Хаусдорфа и показателя Херста. В процессе разработки месторождений неоднократно и существенно меняются состав и свойства всех компонентов системы, флюидных и минеральных, в том числе за счет метасоматоза.

Накопившийся к настоящему моменту масштаб рисков, неопределенностей, ошибок и катастроф, связанных с поиском, разведкой и добычей углеводородов, делает необходимым переосмысление основополагающих принципов нефтегазового дела.

Набор факторов, определяющих неопределенности и риски в прогнозе, разведке и добыче нефти, можно наглядно описать следующей условной формулой [6-7]:

$$P = H + Ч + Г_1 + Г_2 + Г_3 + T_1 + T_2 + Э + К + Ф + П,$$

где Н – фундаментальная наука, Ч – человеческий фактор: профессионализм кадров всех уровней, включая менеджмент; Г₁, Г₂, Г₃, – геологическая, геофизическая и географическая информация в полном объеме; Т₁, Т₂ – техника и технология с учетом инновационных методик и систем эффективного управления производственными процессами; Э, К – экологические факторы, природные катастрофы; Ф – финансовые возможности; П – политические факторы. В зависимости от меняющихся обстоятельств, некоторые из этих факторов могут оказаться определяющими. Каждый из них требует обновленной парадигмы.

Термин и понятие «доюрский фундамент» является некорректным и устаревшим. Можно утверждать, что поиски нефти в древних толщах Западной Сибири, представляющих самостоятельные нефтегазоносные этажи и объекты (рифей-венд, палеозой) могут привести к открытию новых крупных и высокодебитных месторождений очагового характера.

В понятие «Палеозой» фактически входят рифей, венд и собственно палеозой. Нефть может быть обнаружена везде. Это во всех отношениях «особая планета», которую нам еще предстоит познавать детальнее, чем космос. Поэтому более корректно заменить термин «Палеозой» на «Доюрский комплекс».

2. Рекомендации

– Следует иметь в виду определяющее значение геологического прогноза для развития нефтегазового дела. Запасы – геологический фактор, а добычный потенциал – это технологический фактор. Оба фактора чрезвычайно изменчивы в процессе длительного освоения месторождений. Рекомендуются периодические реабилитационные циклы.

– При изучении природно-техногенных систем (залежей нефти и газа) чрезвычайно важен режим непрерывного мониторинга. Предлагается на всех скважинах, особенно на месторождениях Западной Сибири, в продуктивные и перспективные пласты спускать мониторинговые датчики с соответствующими программами. В осуществлении такого мониторинга очень важны методы геофизики.

Преобладающие в настоящее время численные и лабораторные методы моделирования не дают возможности уверенного прогноза. Для получения достоверной информации необходимо натурное моделирование.

– Проект по изучению палеозоя необходимо укрепить группой профессиональных исследователей, осуществляющей нестандартные подходы. В исследовании палеозойских комплексов неприменимы многие ранее успешно применявшиеся методики. Это объясняется существенными различиями в геологическом строении изучаемых объектов: доюрские комплексы представляют собой не пласты, а блоки, причем с включением кристаллических (и гранитоидных) пород. Например, в Новосибирской области были обнаружены признаки нефти в гранитах на Восточно-Межовском месторождении. Для освоения палеозойской нефти необходимо разрабатывать принципиально новые подходы.

Следует также учитывать, что архивные данные по палеозою Томской области могут оказаться устаревшими и не дать эффективной ориентировки при изучении палеозоя.

– За последнее время на месторождениях Северного района Новосибирской области сменилось уже шесть недропользователей. К сожалению, недропользователи месторождений Новосибирской области, относясь к этим месторождениям как временщики, заинтересованы только в извлечении коммерческой прибыли и не проявляют интереса к перспективам новосибирской нефти. В итоге добыча нефти на новосибирских месторождениях сходит на нет (см. выше график динамики добычи нефти).

Современная рыночно-лицензионная система недропользования в России является порочной. Необходимость восполнения запасов и научного исследования недр настоятельно диктует другие формы организации недропользования.

3. *Размышления*

Автор неоднократно предлагал создать научно-исследовательский, технологический и образовательный нефтяной Полигон на базе нефтегазовых месторождений Северного района Новосибирской области. Здесь имеются уникальные условия для нефтегеологических исследований, в том числе и по перспективам палеозойской нефти. Этот нефтегазоносный район содержит богатейший по своему разнообразию набор геологических условий: на его территории располагается мощная толща песчано-глинистых терригенных мезозойских пород, карбонатный палеозой и погребённые граниты Межовского массива. Во всех этих породах установлена нефтеносность. Район обладает развитой инфраструктурой. Дополнительным преимуществом является близость Новосибирского научного центра. Проект создания такого нефтяного полигона в Новосибирской области концептуально вписывается в знаменитую «триаду Лаврентьева»: три взаимодействующие основные элементы – фундаментальная наука, подготовка научных кадров и внедренческий центр. С предложением создать такой нефтяной полигон автор многократно обращался к руководителям Президиума СО РАН, НГУ, компаниям-нефтепользователям и во многие другие инстанции.

Но в Новосибирской области предложение автора не находит отклика. В 2020 г. автор обратился к Губернатору НСО с обоснованным предложением создать в НСО Научно-исследовательский и образовательный нефтяной Полигон. К сожалению, в официальном ответе заместителя Губернатора НСО сообщалось, что реализация данного проекта «не представляется возможной». Академическая элита Новосибирской области также не проявляет должного интереса к проблеме палеозойской нефти, в отличие от томских и тюменских коллег.

В 2019 г. в письме из Президиума Академии наук РФ автору была выражена полная поддержка проводимых им научно-практических исследований, в том числе по вопросу «о целесообразности создания научно-образовательных полигонов на базе таких уникальных месторождений, как Малоичское» (письмо от 29.08.2019 № 4-3-993-1851).

4. *Пожелания*

– Новосибирску (науке и власти) желательно и необходимо оживить интерес к геологии, минерально-сырьевым ресурсам и нефтяным проблемам области. Важно уметь лечить человеческие недуги, но и природные объекты – тоже, в особенности нефтегазовые.

– Изучение глубинных слоев и понимание процессов, происходящих в недрах Земли, имеет исключительную научную ценность. Наши знания о земных глубинах катастрофически недостаточно. Познание нашей родной планеты значительно отстает от изучения космоса! Это серьезная задача для фундаментальной науки. Выдающийся ученый В.А. Коптюг утверждал: «Наука спасет человечество».

– Всем молодым (и не очень) желаю жить и творить с учетом следующих заповедей:

- 1) Думать → Действовать → Достигать!
- 2) Где мысль сильна, там дело полно силы!

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Трофимук А.А. Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. – Новосибирск: СО РАН НИЦ ОИГГМ, 1997. – 370 с.
2. Концептуальные модели и возможные пути поиска залежей углеводородов в доюрском комплексе Томской области: сборник научных трудов открытой научной конференции под редакцией Н.П. Запивалова. – г. Томск. – 6, 21 июня 2018 г. Томск: Изд-во ТПУ, 2018.
3. Участники проекта «Палеозой» завершили изучение архивных данных о нефтяных отложениях доюрского комплекса. Служба новостей Томского политехнического университета (news.tpu.ru), 1 марта 2021 г.
4. Тайлашева Е.В. Второе дыхание недр // Недр и ТЭК Сибири плюс. – Томск: 2019. – 11(161).
5. Запивалов Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 206–211.
6. Запивалов Н.П. Нефть XXI века: новая парадигма // О новой парадигме развития нефтегазовой геологии: сб. материалов Международной научно-практической конференции, 2–3 сентября 2020 г. – Казань: «Ихлас», 2020. – С. 20-25.
7. Запивалов Н.П. Нефть XXI века: новая парадигма // Георесурсы. – Казань. – 2020. Спецвыпуск. – С. 15–18.

REFERENCES

1. Trofimuk A.A. Sorok let boreniya za razvitie neftegazodobyvayushchej promyshlennosti Sibiri. – Novosibirsk: SO RAN NIC OIGGM, 1997. – 370 s.
2. Konceptual'nye modeli i vozmozhnye puti poiska zalezhej uglevodorodov v doyurskom komplekse Tomskoj oblasti: sbornik nauchnyh trudov otkrytoj nauchnoj konferencii pod redakciej N.P. Zapivalova. – g. Tomsk. – 6, 21 iyunya 2018 g. Tomsk: Izd-vo TPU, 2018.
3. Uchastniki proekta «Paleozoj» zavershili izuchenie arhivnyh dannyh o neftyanyh otlozheniyah doyurskogo kompleksa. Sluzhba novostej Tomskogo politekhnicheskogo universiteta (news.tpu.ru), 1 marta 2021 g.
4. Tajlasheva E.V. Vtoroe dyhanie nedr // Nedra i TEK Sibiri plyus. – Tomsk: 2019. – 11(161).
5. Zapivalov N.P. Dinamika zhizni neftyanogo mestorozhdeniya // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. – 2012. – T. 321. – № 1. – S. 206–211.
6. Zapivalov N.P. Neft' XXI veka: novaya paradigma // O novoj paradigme razvitiya neftegazovoj geologii: sb. materialov Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii, 2–3 sentyabrya 2020 g. – Kazan': «Ihlas», 2020. – S. 20-25.
7. Zapivalov N.P. Neft' XXI veka: novaya paradigma // Georesursy. – Kazan'. – 2020. Specvypusk. – S. 15–18.

© Н. П. Запивалов, 2021

ПРОГНОЗ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В РИФЕЙСКОМ НЕФТЕГАЗОНОСНОМ КОМПЛЕКСЕ НА ЗАПАДЕ ЦЕНТРАЛЬНО-ТУНГУССКОЙ НГО

Лариса Николаевна Константинова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: KonstantinovaLN@ipgg.sbras.ru

Михаил Игоревич Абдулин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, инженер, e-mail: AbdulinMI@ipgg.sbras.ru

По материалам глубокого бурения и региональных сейсморазведочных работ выполнена корреляция разрезов рифея и построена карта распространения свит рифея на предвендской поверхности. Выделены три перспективные зоны на поиски залежей нефти и газа.

Ключевые слова: Центральнo-Тунгусская НГО, рифей, нефтегазоносность

FORECAST OF OIL AND GAS ACCUMULATIONS ZONES IN THE RIFEAN OIL AND GAS COMPLEX IN THE WEST OF THE CENTRAL-TUNGUSSKA OIL AND GAS BEARING REGION

Larisa N. Konstantinova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Senior Researcher, e-mail: KonstantinovaLN@ipgg.sbras.ru

Mikhail I. Abdulin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., engineer, e-mail: AbdulinMI@ipgg.sbras.ru

Based on the data of deep drilling and regional seismic surveys, the correlation of Riphean sections was performed and a map of the distribution of Riphean formations on the pre-Vendian surface was constructed. Three perspective zones for the search for oil and gas deposits have been identified.

Keywords: Central-Tungusska oil and gas bearing region, Riphean, oil and gas bearing

Территория исследования расположена в центральной части Сибирской платформы (Красноярский край). Большую часть территории занимает Центральнo-Тунгусская НГО, а также прилегающие к ней: Южно-Тунгусская, Байкитская и Непско-Ботуобинская НГО [1]. От Куюмбинского месторождения действует нефтепровод Куюмба-Тайшет, который соединяется с магистральным нефтепроводом Восточная-Сибирь – Тихий океан. На исследуемой территории открыто 4 месторождения. К отложениям рифея приурочены: уникальное по запасам Юрубчено-Тохомское и крупное по запасам Куюмбинское месторожде-

ния, также на территории исследования расположены средние по запасам Шушукское и Ново-Юдуконское месторождения, которые приурочены к отложениям венда.

По результатам глубокого бурения и сейсморазведочных работ были выделены и уточнены границы двух рифейских прогибов. На исследуемую территорию попадает фрагмент Ангаро-Котуйского прогиба [2].

Изучаемая территория по структурно-фациальному районированию рифея делится на Байкитский, Катангский и Котуйский фациальные районы [3]. Байкитский фациальный район в свою очередь разделен на фациальные зоны, из которых на территорию исследования попадает Юрубчено-Тохомская фациальная зона.

Большая часть разреза рифея представлена карбонатами, также встречаются свиты в которых преобладают прослой аргиллитов, например, токурская и копчерская, которые достаточно четко выделяются по высоким значениям ГК. Границы свит, в которых преобладают прослой аргиллитов, совпадают с отражающими горизонтами на сейсмопрофилях. Рифейские свиты можно разделить на две группы - глинистые являются преимущественно флюидоупорами, а карбонатные коллекторами, которые составляют продуктивные горизонты.

Сопоставление свит Юрубчено-Тохомской фациальной зоны и толщ Катангского фациального района проводилось разными авторами и схемы сопоставления отличаются не только определением аналогов свит, но и определением их возраста. В настоящей работе использована наиболее новая и обобщенная корреляционная схема 2018 г. [4]. В некоторых скважинах карбонатные толщи перекрыты ванаварской свитой, которая имеет песчано-алевритистый состав, в этих местах рифейские карбонатные свиты могут образовывать единый резервуар с ванаварской свитой. Также стоит обратить внимание на то, что оскобинская свита имеет более терригенный состав на территории Юрубчено-Тохомской фациальной зоны, в результате чего так же был сформирован единый резервуар с рифейским карбонатным коллектором.

По данным бурения и сейсморазведочных работ были построены карты толщин всех рифейских свит. Самая молодая ирэмэкэнская свита распространена только на территории Куюмбинского месторождения, нижезалегающая вингольдинская свита распространена гораздо шире и ограничена разломами с запада. Распространение нижележащих свит, начиная с юрубченской, имеет тенденцию к расширению от оси прогиба, также возрастают толщины свит в осевой части прогиба.

Используя построенные карты толщин была построена геологическая карта, на которой отображены границы распространения рифейских свит (рис. 1). Стоит обратить внимание, что на западном борту прогиба выклинивание рифейских свит ограничено разломами, а на восточном борту толщи постепенно выклиниваются на предвендскую эрозионную поверхность, что указывает на различное строение бортов прогиба. Также достаточно большую площадь распространения на предвендской поверхности имеет вингольдинская свита.

Котуйского регионального прогиба (рис. 2). Нефтегазоносность в этих зонах может быть связана с миграцией УВ по воздыманию в направлении к бортовым частям прогиба, где они могли аккумулироваться при наличии хороших флюидопоров, а также тектонического и стратиграфического экранирования. В северной части изучаемой территории не прогнозируются перспективные зоны, т.к. там степень катагенеза слишком высока для сохранности углеводородов.



Рис. 2. Карта перспектив нефтегазоносности рифейских отложений зоны сочленения Байкитской антеклизы, Катанской седловины и Курейской синеклизы

Исследования проводились в рамках проекта НИР «Построение моделей геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности фанерозойских и неопротерозойских осадочных комплексов Лено-Тунгусской НГП для формирования программы геологоразведочных работ и лицензирования недр» (№ гос. регистрации АААА-А19-119111490040-5.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Вальчак В.И., Губин И.А., Гордеева А.О., Кузнецова Е.Н., Конторович В.А., Моисеев С.А., Скузоватов М.Ю., Фомин А.М. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия) // ГЕО-Сибирь-2017. Т. 1. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: сб. материалов XIII Международного научного конгресса, Новосибирск, 17-21 апреля 2017 г. – 2017. – С. 57-64
2. Филиппов Ю. А. Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы // дис. д.г.-м.н., Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 2016. – 449 с.
3. Мельников Н. В., Якшин М. С., Шишкин Б. Б., Ефимов А. О., Карлова Г. А., Килина Л. И., Константинова Л. Н., Кочнев Б. Б., Краевский Б. Г., Мельников П. Н., Наговицин К. Е., Постников А. А., Рябкова Л. В., Терлеев А. А., Хабаров Е. М. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. – Новосибирск: Гео, 2005. – 428 с.
4. Краевский Б. Г., Якшин М. С., Наговицин К. Е. Региональная стратиграфическая схема рифейских отложений западной части Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – № 7. – С. 4-14

REFERENCES

1. Kontorovich A.E., Burshtejn L.M., Val'chak V.I., Gubin I.A., Gordeeva A.O., Kuznecova E.N., Kontorovich V.A., Moiseev S.A., Skuzovatov M.YU., Fomin A.M. Neftegazogeologicheskoe rajonirovanie Sibirskoj platformy (utochnennaya versiya) // GEO-Sibir'-2017. T. 1. Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoekologiya: sb. materialov XIII Mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa, Novosibirsk, 17-21 aprelya 2017 g. – 2017. – S. 57-64
2. Filiptsov Yu. A. Oil and gas potential of the Upper Proterozoic of the western part of the Siberian platform // dis. D. G.-M. N., Novosibirsk, INGG SB RAS, 2016 – 449 p.
3. Mel'nikov N. V., YAkshin M. S, SHishkin B. B., Efimov A. O., Karlova G. A., Kilina L. I., Konstantinova L. N., Kochnev B. B., Kraevskij B. G., Mel'nikov P. N., Nagovicin K. E., Postnikov A. A., Ryabkova L. V., Terleev A. A., Habarov E. M. Stratigrafiya neftegazonosnyh bassejnov Sibiri. Rifej i vend Sibirskoj platformy i ee skladchatogo obramleniya. – Novosibirsk: Geo, 2005. – 428 s.
4. Krayevsky B. G., Yakshin M. S., Nagovitsin K. E. Regional stratigraphic scheme of the Riphean deposits of the western part of the Siberian platform // Geologiya i mineralno-raw materials resources of Siberia. – 2018. – № 7. – S. 4-14

© Л. Н. Константинова, М. И. Абдулин, 2021

РЕЗУЛЬТАТЫ КОРРЕЛЯЦИИ ПРОТЕРОЗОЙСКО-ФАНЕРОЗОЙСКИХ РАЗРЕЗОВ АЛДАНО-МАЙСКОЙ НГО ПО ДАННЫМ ГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ

Лариса Николаевна Константинова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: KonstantinovaLN@ipgg.sbras.ru

Игорь Алексеевич Губин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., зав. лабораторией, старший научный сотрудник, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Сергей Александрович Моисеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа

Андрей Михайлович Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Елена Николаевна Кузнецова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, e-mail: KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru

В статье рассмотрены дискуссионные вопросы корреляции разрезов глубоких скважин рифея, венда, кембрия и мезозоя, перспективных на поиски нефти и газа в Алдано-Майской НГО. Предложен авторский вариант корреляции на основании интерпретации данных ГИС, сейсморазведочных работ, изучения описания керна глубоких скважин, фондовых и опубликованных материалов. Полученные результаты могут быть использованы для уточнения стратиграфических разбивок скважин и построения карт.

Ключевые слова: Алдано-Майская нефтегазоносная область, глубокое бурение, корреляция рифея, венда, кембрия, мезозоя

CORRELATION RESULTS OF THE PROTEROZOIC-PHANEROZOIC SECTIONS OF THE ALDAN-MAYA OIL AND GAS BEARING REGION ON DEEP DRILLING DATA

Larisa N. Konstantinova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Ave., PhD, Senior Researcher, e-mail: KonstantinovaLN@ipgg.sbras.ru

Igor A. Gubin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, head of the laboratory, Senior Researcher, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Leading Scientist, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., Associate Professor of the Department of Geology of Oil and Gas Fields

Andrey M. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Senior Researcher, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Elena N. Kuznetsova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru

The article discusses the controversial issues of well log correlation of the Riphean, Vendian, Cambrian and Mesozoic sequences, which is prospects for oil and gas within the Aldan-Maya petroleum region. The author's version of the stratigraphic correlation is based on the interpretation of logging data, seismic surveys, core description, archival and published materials. The results obtained can be used for stratigraphic picks correction and structural maps plotting.

Keywords: Aldan-Maya oil and gas bearing region, deep drilling, correlation of the Riphean, Vendian, Cambrian, Mesozoic

Алдано-Майская НГО, расположенная на юго-востоке Лено-Тунгусской НГП, после проведения здесь региональных геолого-геофизических работ рассматривается как одна из наиболее перспективных территорий по наращиванию минерально-сырьевой базы в России. По схеме тектонического районирования Сибирской платформы (2018 г) Алдано-Майская НГО соответствует Алдано-Майской впадине и Хочомской моноклинали. На Алдано-Майской НГО и прилегающих территориях пробурено 12 глубоких скважин. В настоящей работе использованы материалы бурения и ГИС этих скважин, каталоги стратиграфических разбивок свит, составленные ранее якутскими и другими исследователями, а также данные фондовых и опубликованных источников. Для обоснования выделения ряда стратиграфических границ были использованы данные сейсморазведки.

Рифейские отложения непосредственно на территории Алдано-Майской НГО вскрыты тремя скважинами. Первая параметрическая скважина Мокуйская-1 пробурена в 1982 г. до глубины 3090 м и вскрыла гонамскую свиту нижнего рифея. Усть-Майская скв. 366, пробуренная в 2014 году, вскрыла мильконскую свиту верхнего рифея на глубине 3715 м, а в скважине Лахандинская-1 (глубиной 591,25 м), пробуренной еще в 1938 г, с глубины 511-513 м из верхней части малгинской свиты был поднят керн кавернозных карбонатов, насыщенных жидкой нефтью. Хотя кер-

ном охарактеризован рифей только в трех скважинах, но, в целом, по ним можно составить сводный геолого-геофизический разрез рифея (рис. 1).

По стратиграфической схеме [1] аналогами свит рифея в Алдано-Майской НГО являются в учурской серии нижнего рифея (снизу вверх) гонамская, омахтинская, эннинская свиты; средний рифей представлен аймчанской (талынская, светлинская свиты) и карпыльской (тоттинская, малгинская и ципандинская свиты) сериями; в верхнем рифее выделены лахандинская (кумахинская, мильконская, нельканская, игниканская свиты) и уйская (кандыкская, джабатымская, усть-кирбинская свиты) серии. По литолого-фациальному районированию в 2005 г. были выделены три зоны - Учурская, Майская, Юдомо-Майская [2], позднее В.Г. Варнавским (2015 г.) было проведено структурно-фациальное районирование, где границы Учурской, Майской и Усть-Майской структурно-фациальных зон были уточнены в соответствии со структурными элементами, а также выделена на севере Хандыгская структурно-фациальная зона (СФЗ).

По материалам ОАО «Якутскгеофизика» в скважине Мокуйская 1 отложения аймчанской серии среднего рифея отсутствуют, а керпыльская серия представлена только тоттинской свитой. По мнению Б.Б. Шишкина и др. (2010 г.), мощность учурской серии нижнего рифея гораздо больше (инт. 1836–2857 м), средний рифей представлен только аймчанской серией, а верхний рифей отсутствует. Такие разные варианты корреляции связаны в основном с неоднозначной интерпретацией сейсмических материалов и привязкой свит к разным отражающим горизонтам.

Другими авторами Ю.В. Давыдовым и др. (1982 г), В.Г. Варнавским (2015 г), Е.П. Развозжаевой (2020 г) установлено, что на предвендскую поверхность выходит керпыльская серия среднего рифея. Выполненная авторами данной работы интерпретация сейсмических материалов и данных глубокого бурения подтверждает эти выводы.

Стратиграфическое расчленение **вендских отложений** выполнено согласно схеме структурно-фациального районирования вендских отложений Сибирской платформы [2].

В соответствии со схемой фациального районирования венда Сибирской платформы Алдано-Майская НГО расположена в восточной части Учуро-Майского фациального региона, который включает восточную часть Уордахской фациальной зоны, а также расположенные восточнее ее с юга на север Аимскую, Аллах-Юньскую и Суордахскую фациальные зоны. Стратиграфические исследования в междуречье Юдомы и Белой позволили четко установить двучленное строение вендских отложений, при этом нижняя и верхняя части разреза разделены крупным размывом.

В Уордахской зоне разрезы венда изучены по ряду скважин (рис. 2). Здесь вендский разрез составляет устьюдомская свита, залегающая на кристаллическом фундаменте. Устьюдомская свита разделена на две подсвиты. Нижняя подсвита сложена главным образом доломитами серыми, ангидритистыми, водорослевыми, в основании песчаниками кварцевыми гравийными. Верхняя подсвита представлена доломитами серыми глинистыми, выше светло-серыми массивными и глинистыми известняками.

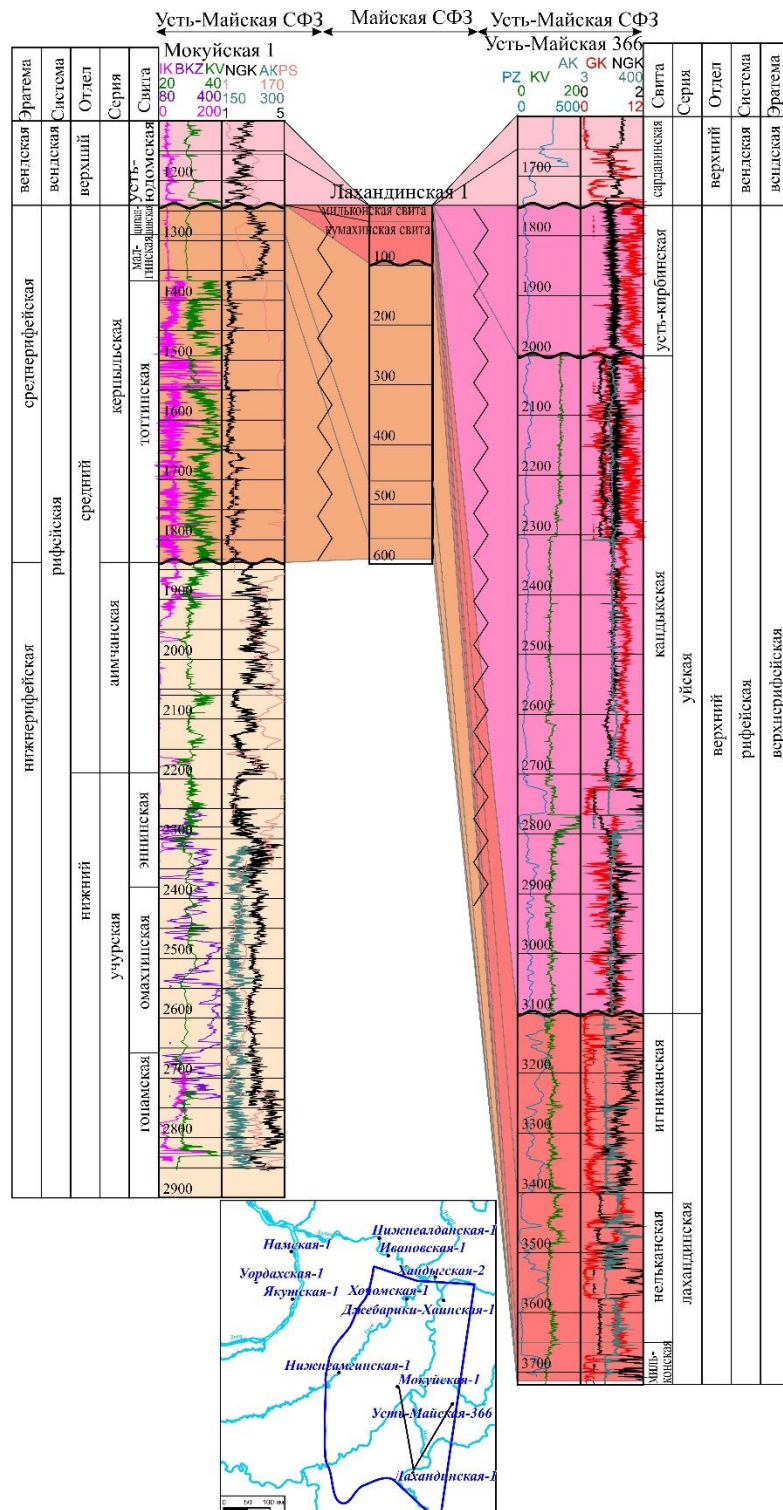


Рис. 1. Схема корреляции по линии скважин Мокуйская-1 - Усть-Майская-366 рифейских отложений Алдано-Майской НГО

Следует отметить, что в скв. Хочомская 1 некоторыми исследователями выделяется аимская свита в интервале 1950-2029 м (рис. 2), но все же достаточно хорошая корреляция реперных горизонтов, а также несовпадение местоположе-

ния скважины с аймской фациальной зоной, которая выделена гораздо южнее дают основание не выделять здесь породы нижнего венда.

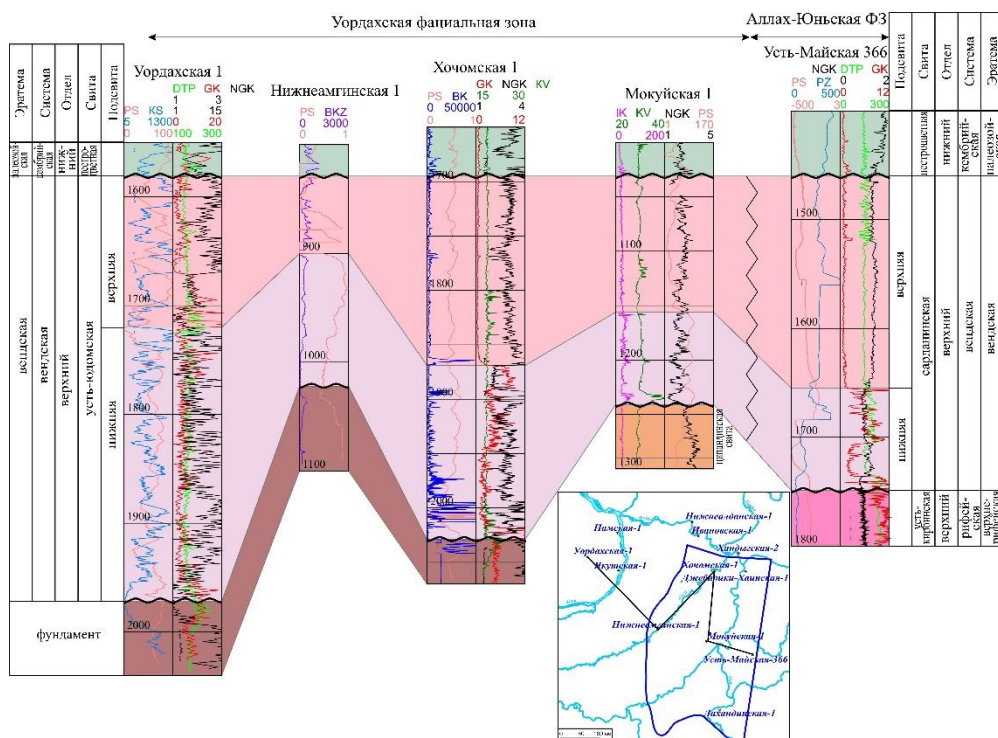


Рис. 2. Схема корреляции по линии скважин Уордахская-1 - Усть-Майская-366 вендских отложений Алдано-Майской НГО

Нижняя преимущественно терригенная подсвита сарданинской свиты в Аллаx-Юньской фациальной зоне представлена алевролитами и аргиллитами, известняками, в основании песчаниками кварцевыми, мелкозернистыми, серыми, плитчатыми. Верхняя подсвита сложена доломитами светло-серыми, массивными; известняками. В Аллаx-Юньской фациальной зоне также развита и усть-юдомская свита, в частности в разрезе Усть-Майской скв. 366 (рис.2). Вендские отложения на территории изучаемой Алдано-Майской НГО и прилегающих участков вскрыты в пяти скважинах. На каротажных кривых достаточно хорошо прослеживается ее двучленное строение: верхняя - карбонатная часть и нижняя - терригенно-карбонатная (рис. 2). Толщины в разрезах скважин изменяются от 200 м в скв. Мокуйская 1 до 400 м в скв. Уордахская 1.

Кембрийские отложения согласно, местами с размывом, залегают на вендских образованиях, составляя значительную нижнюю, преимущественно карбонатную, часть платформенного чехла. На изучаемой территории согласно схеме фациального районирования, отвечают Нижне-Алданской фациальной области Юдомо-Оленекского фациального региона и Алдано-Ленской фациальной области Анабаро-Синского фациального региона [3]. К интервалу венд - нижний кембрий (томмотский ярус) относятся самые верхи усть-юдомской свиты.

На территории Алдано-Майской НГО кембрийские отложения вскрыты в семи скважинах, пять из которых охарактеризованы каротажем и керном, а две – Хандыгская-2 и Джебарики-Хаинская-1 – вскрыли верхнюю усть-майскую свиту и охарактеризованы только керном. Все скважины расположены в Нижне-Алданской фациальной области Юдомо-Оленекского фациального региона. На участке корреляционного профиля по скважинам Хочомская-1 – Усть-Майская-366 хорошо прослеживается реперная иниканская свита (рис. 3). Толщины залегающей выше чайской свиты увеличиваются в восточном направлении от 30 м в разрезе Уордахской скв.1 до 300 м в Усть-Майской скв. 366, что связано с клиноформным строением среднекембрийских отложений. Породы нижнего кембрия на изучаемой территории представлены пестроцветной свитой толщина которой возрастает в противоположном направлении, т.е. в западном – от 90 (Усть-Майская скв. 366) до 200 м (Уордахская скв.1, Нижнеамгинская скв.1). Верхнекембрийские образования в скважинах отсутствуют.

Пермские отложения на территории Алдано-Майская НГО развиты лишь на ее крайнем севере и вскрыты только в разрезе скв. Ивановская-1 в интервале 3390,6-3504,4 м (114 м), выше перекрыты нижнетриасовой таганджинской свитой. Судя по каротажу и описаниям керна, это существенно алевроито-песчаная толща с редкими пластами аргиллитов, линзочками углей и конгломератов, что вероятно соответствует составу тогойдохской толщи.

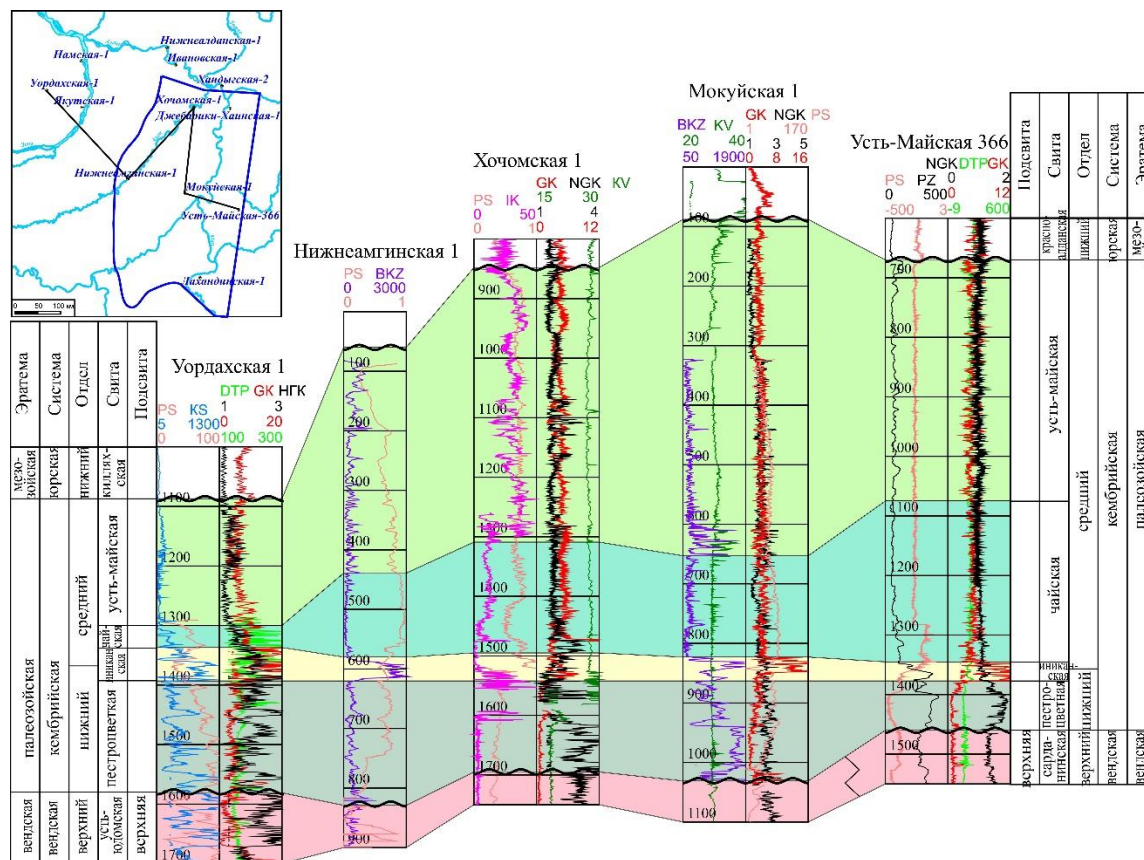


Рис. 3. Схема корреляции по линии скважин Хандыгская-2 - Усть-Майская-366 кембрийских отложений Алдано-Майской НГО

По схеме фациального районирования **триасовых отложений** [4] зона распространения отложений перми охватывает самую северную часть изучаемой Алдано-Майской НГО и входит в состав двух структурно-фациальных зон: Виллюйскую и Западно-Верхоянскую. Расположенная вблизи границы выклинивания триасовых отложений Виллюйская структурно-фациальная зона включает Нижневиллюйский фациальный район, а расположенная к северу от нее – Западно-Верхоянская структурно-фациальная зона включает Менкере-Бараинский фациальный район. Нижний триас в этих районах представлен (снизу-вверх) неджелинской, таганджинской, мономской и сыгынканской свитами, средний - верхний бегиджанской свитой и верхний (только в Менкере-Бараинском фациальном районе) – муосучанской и кыбыттыгасской (нижняя часть) свитами. Ближайшей скважиной, вскрывшей триасовые отложения, является Ивановская скважина №1. Там установлены (снизу вверх) таганджинская (верхи инда), мономская (нижний оленек), сыгынканская (верхний оленек) и бегиджанская (средний-верхний триас), а также муосучанская и кыбыттыгасская свиты.

Отложения **юрской системы** залегают на разных гипсометрических уровнях от нижнего триаса до среднего кембрия включительно и подразделяются согласно структурно-формационному районированию седиментационного бассейна Сибири на две области – переходную от морской к континентальной – Лено-Виллюйскую и континентальную – Ангаро-Алданскую [5]. В разрезе Нижнеамгинской скв. 1 юрские отложения отсутствуют. В разрезе Мокуйской скв. 1 вскрытая толщина юрских образований составляет 88 м. По данным геологической съемки и по стратиграфическим разбивкам Граусман В.В. эти образования отвечают килляхской свите. Наиболее полные разрезы юрских отложений вскрыты восьмью скважинами на изучаемой и прилегающих территориях, пять из которых охарактеризованы керном и каротажем и три – только керном. По ниже-среднеюрским (без келловей) образованиям изучаемая территория расположена в Алданской фациальной зоне, где в южном направлении происходит выклинивание сунтарской свиты, также в этом направлении происходит размыв марыкчанской и бергеинской свит верхней юры и нижневиллюйская свита перекрывается четвертичными отложениями. На севере скважинами Ивановская-1 и Хандыгская-2 вскрыты полные разрезы юры. На прилегающей территории Якутского свода (Виллюйская фациальная зона) в скважинах Уордахская-1 и Намская-1 также представлены все свиты юры в разном объеме, а в разрезе скв. Якутская-1 на дневную поверхность выходит якутская свита (стратиграфический аналог сугджинской свиты).

На территории исследования в Алдано-Амгинской структурно-фациальной подзоне **нижнемеловые** образования представлены неокомской угленосной батыхской свитой, выше залегает аптская безугольная эксеняхская свита и завершает разрез альбская угленосная хатырыкская свита.

Палеогеновые отложения до нижнего олигоцена включительно прослеживаются практически повсеместно по всей Нижне-Алданской структурно-фациальной зоне.

Заключение

В результате проведенных исследований установлено, что на предвендскую поверхность в разрезе скв. Мокуйская-1 выходят породы керпильской серии, обосновано отсутствие аймской свиты нижнего венда в разрезе скв. Хочомская-1. В разрезах скважин кембрия установлена закономерность увеличения мощности чайской свиты среднего кембрия в восточном направлении и уменьшение мощности петроцветной свиты нижнего кембрия в противоположном направлении. Реперным горизонтом, разделяющим эти свиты является иниканская свита.

Исследования проводились в рамках проекта НИР «Построение моделей геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности фанерозойских и неопротерозойских осадочных комплексов Лено-Тунгусской НГП для формирования программы геологоразведочных работ и лицензирования недр» (№ гос. регистрации АААА-А19-119111490040-5).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Краевский Б.Г., Якшин М.С., Наговицин К.Е. Региональная стратиграфическая схема рифейских отложений западной части Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. - № 7с. – С. 4-14
2. Мельников Н. В., Якшин М. С., Шишкин Б. Б., Ефимов А. О., Карлова Г. А., Килина Л. И., Константинова Л. Н., Кочнев Б. Б., Краевский Б. Г., Мельников П. Н., Наговицин К. Е., Постников А. А., Рябкова Л. В., Терлеев А. А., Хабаров Е. М. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. – Новосибирск: Гео, 2005. – 428 с.
3. Сухов С.С., Шабанов Ю.А., Пегель Т.В., Сараев С.В., Филиппов Ю.Ф., Коровников И.В., Сундуков В.М., Федоров А.Б., Варламов А.И., Ефимов А.С., Конторович В.А., Конторович А.Э. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016. – 497 с.
4. Девятков В.П., Трущелев А.М., Гриненко В.С. Стратиграфия триасовых отложений Верхоянской фациальной области (Центральная Якутия) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 2 (10). – С. 24–37.
5. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятков В.П., Илина В.И., Меледина С.В., Гайдебурова Е.А., Дзюба О.С., Казаков А.М., Могучева Н.К. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск: изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. – 480 с.

REFERENCES

1. Kraevskij B.G., YAkshin M.S., Nagovicin K.E. Regional'naya stratigraficheskaya skhema rifejskih otlozhenij zapadnoj chasti Sibirskoj platformy // Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri. – 2018. - № 7s. – S. 4-14
2. Mel'nikov N. V., YAkshin M. S, SHishkin B. B., Efimov A. O., Karlova G. A., Kilina L. I., Konstantinova L. N., Kochnev B. B., Kraevskij B. G., Mel'nikov P. N., Nagovicin K. E., Postnikov A. A., Ryabkova L. V., Terleev A. A., Habarov E. M. Stratigrafiya neftegazonosnyh bassejnov Sibiri. Rifej i vend Sibirskoj platformy i ee skladchatogo obramleniya. – Novosibirsk: Geo, 2005. – 428 s.
3. Suhov S.S., SHabanov YU.A., Pegel' T.V., Saraev S.V., Filippov YU.F., Korovnikov I.V., Sundukov V.M., Fedorov A.B., Varlamov A.I., Efimov A.S., Kontorovich V.A., Kontorovich A.E. Stratigrafiya neftegazonosnyh bassejnov Sibiri. Kembrij Sibirskoj platformy. – Novosibirsk: INGG SO RAN, 2016. – 497 s.

4. Devyatov V.P., Trushchelev A.M., Grinenko V.S. Stratigrafiya triasovyh otlozhenij Verhoyanskoj facial'noj oblasti (Central'naya YAkutiya) // Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri. – 2012. – № 2 (10). – С. 24–37.

5. SHurygin B.N., Nikitenko B.L., Devyatov V.P., Ilina V.I., Meledina S.V., Gajdeburova E.A., Dzyuba O.S., Kazakov A.M., Mogucheva N.K. Stratigrafiya neftegazonosnyh bassejnov Sibiri. YUrskaya sistema. – Novosibirsk: izd-vo SO RAN, filial «Geo», 2000. – 480 s.

© *Л. Н. Константинова, И. А. Губин, С. А. Моисеев,
А. М. Фомин, Е. Н. Кузнецова, 2021*

ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ ВЕРХНЕГО ПАЛЕОЗОЯ И МЕЗОЗОЯ ВИЛЮЙСКОЙ ГЕМИСИНЕКЛИЗЫ

Алина Юрьевна Космачева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, e-mail: kosmachevaay@gmail.com

Марина Олеговна Федорович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, тел. (383) 330-89-24, e-mail: zahryaminamo@ipgg.sbras.ru

В статье проведено моделирование нефтегазоносных систем Вилюйской гемисинеклизы. Вилюйская гемисинеклиза, в административном отношении расположенная на территории Республики Саха (Якутия), рассматривается как самая глубокая депрессия Сибирской платформы. В работе описана катагенетическая и температурная история отложений нефтегазоматеринской толщи перми в мезозойское и кайнозойское время, определены области с наиболее интенсивной генерацией, количество аккумулированных углеводородов в породах-коллекторах и время формирования газовых и газоконденсатных залежей в образованиях верхней перми, нижнего триаса и нижней юры.

Ключевые слова: Вилюйская гемисинеклиза, моделирование нефтегазоносных систем, бассейновое моделирование, катагенетическая история, нефтегазоматеринская толща

THE FORMATION HISTORY OF HYDROCARBON DEPOSITS IN THE UPPER PALEOZOIC AND MESOZOIC ROCKS OF THE VILYUI HEMISYNECLISE

Alina Yu. Kosmacheva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Junior Researcher, e-mail: kosmachevaay@gmail.com

Marina O. Fedorovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Ph. D., Senior Researcher, tel: (383)330-89-24, e-mail: zahryaminamo@ipgg.sbras.ru

The paper is aimed at the basin and petroleum systems modeling in the Vilyui hemisyneclise located in the Republic of Sakha (Yakutia). The Vilyui hemisyneclise is known to be the deepest depression of the Siberian Platform. The research identifies maturity and temperature history of the Permian source rock in the Mesozoic and Cenozoic, kitchen areas, accumulation balance of hydrocarbons in reservoirs, trapping of gas and gas-condensate deposits in the Upper Permian, Lower Triassic, and Lower Jurassic rocks.

Funding: The reported study was funded by RFBR, project number 19-35-90039.

Keywords: Vilyui hemisyncline, petroleum system modeling, basin modeling, maturity history, source rock

Виллюйская гемисинеклиза, в административном отношении расположенная на территории Республики Саха (Якутия), представляет собой одну из наиболее изученных областей восточной части Сибирской платформы, так как за многие десятилетия был получен большой объем информации по отложениям верхнего палеозоя и мезозоя [1].

В 1932 г. Н.С. Шатский в рамках региональных геолого-съёмочных и геофизических работ выделил Лено-Виллюйскую впадину и Предверхоаянский краевой прогиб. В дальнейшем было выявлено несколько десятков локальных структур, на которых проводилось опорное, поисковое и разведочное бурение. В 1961 г. геофизическими методами в комплексе с глубоким бурением в пределах Виллюйской гемисинеклизы была выявлена крупная положительная структура – Хапчагайский мегавал. Дальнейшая концентрация работ на территории мегавала привела к открытию целого ряда газоконденсатных и газовых месторождений. В 1977 г. была выявлена другая крупная структура – Логлорский вал, где также были открыты месторождения газа и газоконденсата. Одновременно в пределах Линденской впадины, а также северо-западного и южного бортов гемисинеклизы проводились буровые работы, где были получены в основном отдельные газопроявления. Поиски возможных скоплений газа небольших размеров были признаны как малоэффективные [1, 2]. В настоящее время вновь наблюдается повышенный интерес к территории исследования [3].

Виллюйская гемисинеклиза рассматривается как самая глубокая депрессия Сибирской платформы. Фундамент гемисинеклизы сложен образованиями раннего архея, продолжением Алданского щита. Осадочный чехол, мощность которого может достигать 14 км, сложен образованиями рифея, венда, палеозоя и мезозоя [1, 2].

Согласно нефтегазогеологическому районированию Сибирской платформы территория исследования приурочена к Лено-Виллюйской нефтегазоносной провинции [4]. В тектоническом плане провинция занимает большую часть Виллюйской гемисинеклизы и Предверхоаянского краевого прогиба.

Залежи, расположенные на глубинах от 1 до 4 км, преимущественно пластовые сводовые и пластовые сводовые с литологическим экранированием [5]. Нефтегазоносность Виллюйской гемисинеклизы связана с терригенными отложениями верхней перми, нижнего триаса и нижней юры [1-3]. Основным генератором углеводородов (УВ) в образованиях верхнего палеозоя и мезозоя на территории Виллюйской гемисинеклизы является угленосная толща перми, обогащенная терригенным органическим веществом (ОВ) (III тип керогена [6]) [1, 7]. Мощность нефтегазоматеринской (НГМ) толщи перми на отдельных участках превышает 3 км.

Моделирование нефтегазоносных систем Виллюйской гемисинеклизы, выполненное в программном комплексе PetroMod, основывается на следующих входных данных:

- а) возраст и литологический состав стратиграфических комплексов;
- б) структурные карты по основным отражающим горизонтам;
- в) отражательная способность витринита (R_0) с соответствующими глубинами замера;

- г) содержание ОВ (C_{org}), тип керогена и углеводородный потенциал пород (НП);
- д) современные замеры пластовых температур по скважинам.

Калибровка теплового потока осуществлялась по данным лабораторных измерений отражательной способности витринита, проведенных в ИНГГ СО РАН [8]. Скачок катагенетической преобразованности ОВ, высокие палеотемпературы и тепловой поток в среднем девоне и на рубеже перми и триаса указывают на проявление тектоно-магматической активности на территории гемисинеклизы и прилегающих районах.

На рис. 1 представлены карты катагенетической преобразованности ОВ нижней и верхней частей НГМ толщи перми на конец накопления флюидоупоров нижнего триаса.

Органическое вещество в подошве угленосных отложений перми 248 млн лет назад в оленекское время претерпело существенные катагенетические преобразования на территории Линденской, Лунгхинской впадин, северо-восточной части Логлорского вала, а также на западе и востоке Хапчагайского мегавала. Генерация УВ протекала на юго-западном борту Логлорского вала, в центральной части Хапчагайского мегавала и наиболее приподнятых окраинных зонах гемисинеклизы. В кровле угленосных отложений перми 248 млн лет назад в оленекское время процессы интенсивного нефтегазообразования происходили главным образом на всей территории исследования. В настоящее время кровля НГМ толщи перми находится в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) и главной зоне интенсивного газообразования (ГЗИГ) на территории Вилюйской гемисинеклизы.

На рис. 2 представлены карты палеотемператур в нижней и верхней частях НГМ толщи перми в оленекское время. Диапазон палеотемператур в подошве изменяется от 36 до 334, в кровле – от 31 до 217 °С. Максимальные значения соответствуют наиболее погруженным частям гемисинеклизы. К очагу генерации приурочена Линденская впадина, где ОВ пермской НГМ толщи подверглось наиболее высокому прогреву (рис. 2) и катагенезу (рис. 1). Количество аккумулярованных УВ в породах-коллекторах Вилюйской гемисинеклизы не превышает 0,1 % от генерированных. На открытых месторождениях данный параметр достигает 0,7 % [8].

Таким образом, в настоящее время кровля НГМ толщи перми находится в ГЗН и ГЗИГ в пределах Вилюйской гемисинеклизы. На время накопления флюидоупоров нижнего триаса и нижней юры протекали процессы генерации и миграции УВ. Заполнение ловушек УВ предположительно происходило в нижнемеловое время, когда были сформированы структуры современного плана. Наиболее интенсивные процессы образования УВ зафиксированы в пределах Линденской впадины.

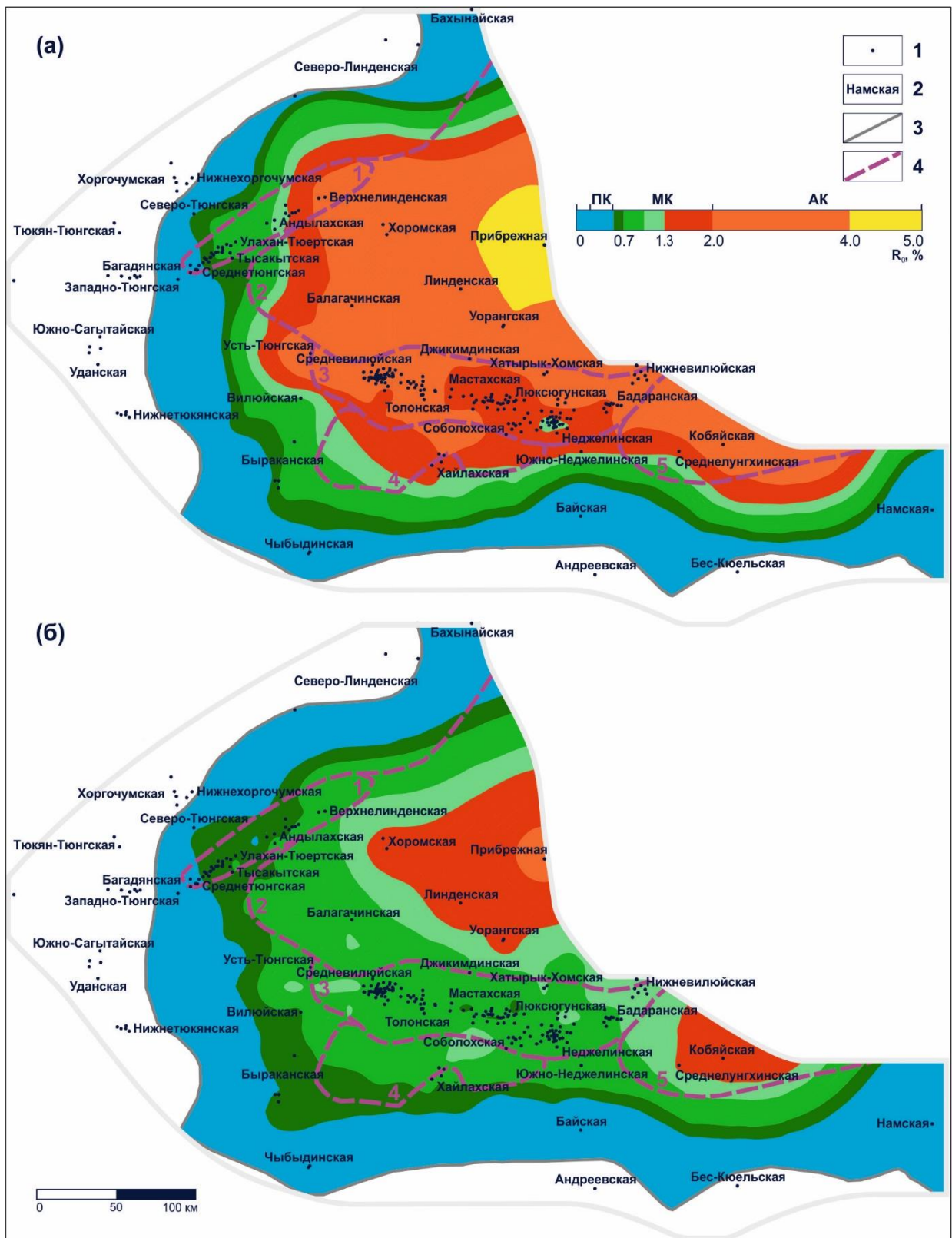


Рис. 1. Катагенетическая преобразованность ОВ нижней (а) и верхней (б) частей НГМ толщи перми в оленекское время (248 млн лет назад):

1 – скважина, 2 – площадь бурения, 3 – зона отсутствия отложений, 4 – границы структур (1 – Логлорский вал, 2 – Линденская впадина, 3 – Хапчагайский мегавал, 4 – Тангнарынская впадина, 5 – Лунгхинская впадина)

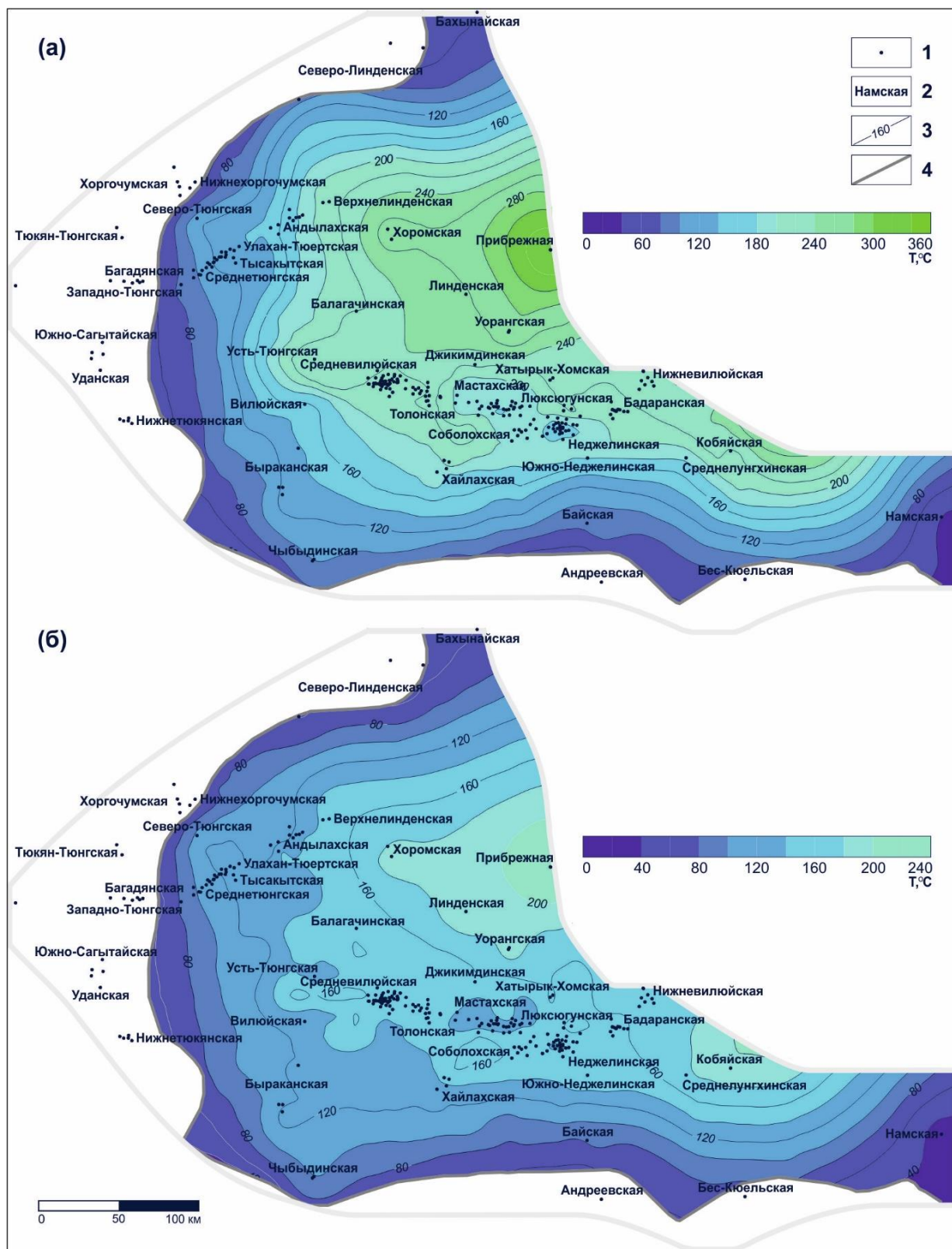


Рис. 2. Палеотемпературы в нижней (а) и верхней (б) частях НГМ толщи перми в оленекское время (248 млн лет назад)
 1 – скважина, 2 – площадь бурения, 3 – изолиния (°C), 4 – зона отсутствия отложений.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-35-90039.

Авторы выражают благодарность д.г.-м.н. А.Н. Фомину за предоставленную возможность использовать геохимические данные.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Гребенюк В.В., Фрадкин Г.С., Бакин В.Е., Дивина Т.А., Зотеев А.М., Матвеев В.Д., Матвеев А.И., Микуленко К.И., Полякова И.Д., Сафронов А.Ф., Соболева Е.И., Хмелевский В.Б. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Лено-Виллюйский бассейн. – Новосибирск: СО РАН, 1994. – 107 с.
2. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Геология нефти и газа Сибирской платформы. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
3. Ситников В.С., Алексеев Н.Н., Павлова К.А., Погодаев А.В., Слепцова М.И. Новейший прогноз и актуализация освоения нефтегазовых объектов Виллюйской синеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика [Электронный ресурс]. – 2017. – Т.12. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/6/9_2017.pdf
4. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Вальчак В.И., Губин И.А., Гордеева А.О., Кузнецова Е.Н., Конторович В.А., Моисеев С.А., Скузоватов М.Ю., Фомин А.М. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия) // Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология: Сб. материалов Междунар. науч. конф. Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017 (Новосибирск, 17-21 апр. 2017 г.). – Новосибирск: СГУГиТ, 2017. – Т. 1. – С. 57-64.
5. Гурова Т.И., Кузнецова В.Н., Рояк Р.С. Резервуары нефти и газа верхнепермских и мезозойских отложений Хатангско-Виллюйской нефтегазоносной провинции // Литология резервуаров нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – С. 63-74.
6. Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген: Методы изучения, геохимическая интерпретация. – Новосибирск: СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. – 254 с.
7. Каширцев В.А., Сафронов А.Ф., Изосимова А.Н., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Трущева Г.С., Лифшиц С.Х., Карелина О.С. Геохимия нефтей востока Сибирской платформы. – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 2009. – 180 с.
8. Федорович М.О., Космачева А.Ю., Поспеева Н.В. Одномерное моделирование нефтегазоносных систем (бассейновое моделирование) в разрезе скважины Толонского месторождения Республики Саха (Якутия) // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 5. – С. 31-35.

REFERENCES

1. Kontorovich A.E., Grebenyuk V.V., Fradkin G.S., Bakin V.E., Divina T.A., Zoteyev A.M., Matveyev V.D., Matveyev A.I., Mikulenko K.I., Polyakova I.D., Safronov A.F., Soboleva E.I., Khmelevskiy V.B. Neftegazonosnyye basseyny i regiony Sibiri. Leno-Vilyuyskiy basseyn. – Novosibirsk: SO RAN. 1994. – 107 s.
2. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A. Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformy. – M.: Nedra. 1981. – 552 s.
3. Sitnikov V.S., Alekseyev N.N., Pavlova K.A., Pogodayev A.V., Sleptsova M.I. Noveyshiyy prognoz i aktualizatsiya osvoyeniya neftegazovykh obyektov Vilyuyskoy sineklizy // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika [Elektronnyy resurs]. – 2017. – T.12. – № 1. – Rezhim dostupa: http://www.ngtp.ru/rub/6/9_2017.pdf.
4. Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Valchak V.I., Gubin I.A., Gordeyeva A.O., Kuznetsova E.N., Kontorovich V.A., Moiseyev S.A., Skuzovатов M. Yu., Fomin A.M. Neftegazogeologicheskoye rayonirovaniye Sibirskoy platformy (utochnennaya versiya) // Nedropolzovaniye. Gornoye delo. Napravleniya i tekhnologii poiska. razvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopayemykh.

Geoekologiya: Sb. materialov Mezhdunar. nauch. konf. Interekspo GEO-Sibir-2017 (Novosibirsk. 17-21 apr. 2017 g.). – Novosibirsk: SGUGiT. 2017. – T. 1. – S. 57-64.

5. Gurova T.I., Kuznetsova V.N., Royak R.S. Rezervuary nefti i gaza verkhnepermskikh i mezozoyskikh otlozheniy Khatangsko-Vilyuyskoy neftegazonosnoy provintsii // Litologiya rezervuarov nefti i gaza v mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniyakh Sibiri. – Novosibirsk: SNIIGGiMS. 1982. – С. 63-74.

6. Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E., Larichev A.I. Kerogen: Metody izucheniya. geokhimicheskaya interpretatsiya. – Novosibirsk: SO RAN. filial «GEO». 2005. – 254 s.

7. Kashirtsev V.A., Safronov A.F., Izosimova A.N., Chalaya O.N., Zuyeva I.N., Trushcheleva G.S., Lifshits S.Kh., Karelina O.S. Geokhimiya neftey vostoka Sibirskoy platformy. – Yakutsk: YaNTs SO RAN. 2009. – 180 s.

8. Fedorovich M.O., Kosmacheva A.Yu., Pospeyeva N.V. Odnomernoye modelirovaniye neftegazonosnykh sistem (basseynovoye modelirovaniye) v razreze skvazhiny Tolonskogo mes-torozhdeniya Respubliki Sakha (Yakutiya) // Neftyanoye khozyaystvo. – 2020. – № 5. – S. 31-35.

© *A. Ю. Космачева, М. О. Федорович, 2021*

ВЕРХНЕПАЛЕОГЕНОВЫЕ И НЕОГЕНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ В САМАХИНСКО-ДЖАЗАТОРСКОМ ПониЖЕНИИ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ГОРНОГО АЛТАЯ

Ольга Борисовна Кузьмина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, тел. (913)7619695, e-mail: KuzminaOB@ipgg.sbras.ru

Геннадий Григорьевич Русанов

Отдельное структурное подразделение «Горно-Алтайская экспедиция» Акционерного Общества «Сибирское производственно-геологическое объединение», 659370, Россия, Алтайский край, ул. Советская, 15, к.г.н., ведущий геолог, тел. (3854)77-41-09, e-mail: rusgennadij@mail.ru

Марина Викторовна Михаревич

Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 67, к.г.н., старший научный сотрудник, тел. (953)7691476, e-mail: miharevich@yandex.ru

В статье приведено геологическое описание, а также результаты палинологического и карпологического изучения естественных обнажений кошагачской свиты, вскрытых в бортах Самахинской котловины и Джазаторского понижения на юго-востоке Горного Алтая. Отложения датированы ранним-средним миоценом. Более древние слои свиты, отвечающие позднему олигоцену, не установлены.

Ключевые слова: литология, палинология, карпология, кошагачская свита, верхний палеоген, неоген, Самахинская впадина, Джазаторское понижение, Горный Алтай

THE UPPER PALEOGENE AND NEOGENE DEPOSITS IN THE SAMAKHINSKAYA AND DZHAZATOR DEPRESSIONS OF THE SOUTHEAST PART OF GORNYI ALTAI

Olga B. Kuzmina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Ph.D., Researcher, tel. (913)7619695, e-mail: KuzminaOB@ipgg.sbras.ru

Gennady G. Rusanov

Gorno-Altai expedition, 659370, Russia, Altay Territory, Bijsk Region, Maloeniseiskoye Village; 15, Sovetskaya St., Ph.D., Senior Geologist, tel. (3854)77-41-09, e-mail: rusgennadij@mail.ru

Marina V. Micharevich

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 630091, Russia, Novosibirsk, 67, Krasnyi Prospect, Ph.D., Researcher, tel.: (953)7691476, e-mail: miharevich@yandex.ru

The paper provides geological description and the results of palynological and carpological studies of natural outcrops of the Koshagach Formation, exposed in the sides of the Samakhinskaya and the Dzhazator depressions in the southeast of Gorny Altai. The deposits are dated to the Early-Middle Miocene. Older layers of the formation corresponding to the Late Oligocene have not been identified.

Keywords: lithology, palynology, carpology, Kosh-Agach Formation, Upper Paleogene, Neogene, Samakhinskaya Depression, Dzhazator Depression, Gorny Altai

В юго-восточной части Горного Алтая Южно-Чуйский хребет и плоскогорье Укок разделяет широтно-ориентированное неотектоническое Самахинско-Джазаторское понижение (рис. 1).

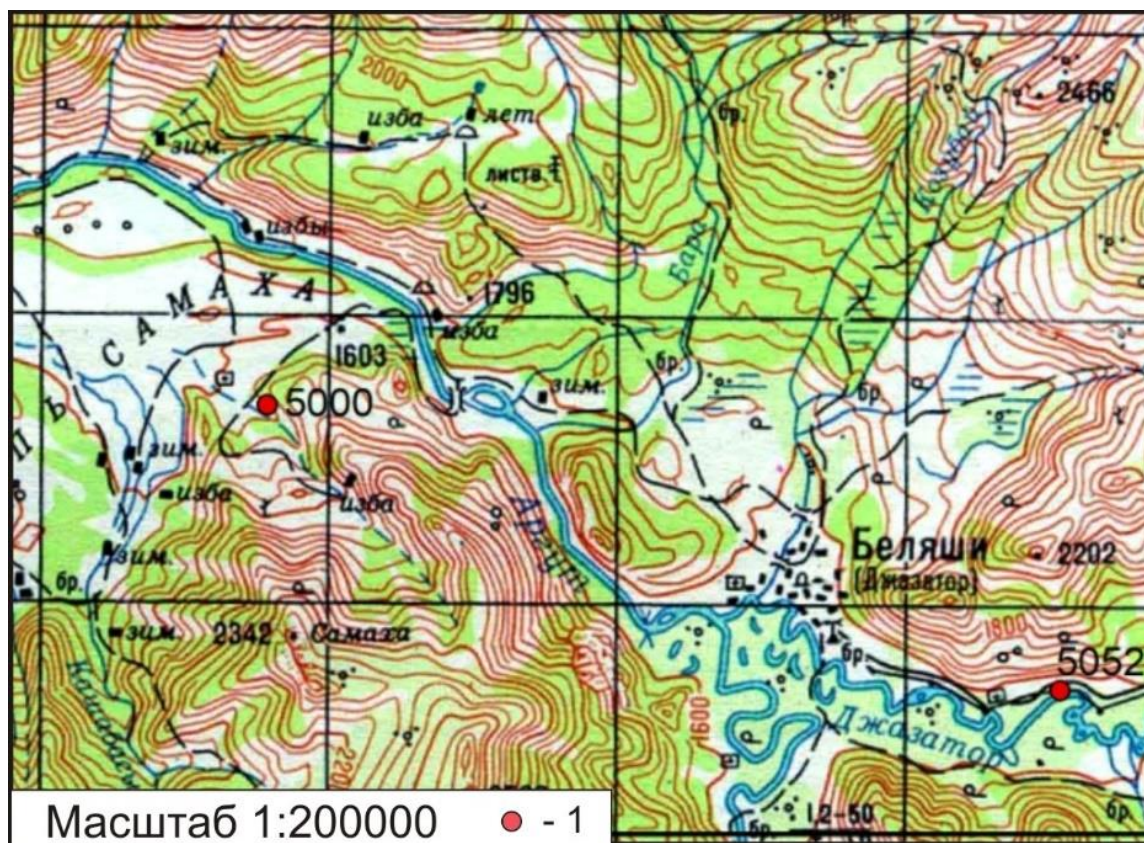


Рис. 1. Схема расположения изученных разрезов кошагачской свиты в Самахинской впадине и в долине р. Джазатор: 1 – местоположение разрезов

Данные о верхнепалеогеновых и неогеновых отложениях в Самахинской впадине, имеющиеся в настоящее время, получены более 60 лет назад [Девяткин, 1965]. Эти отложения отражены на геологической карте масштаба 1:200000 первого поколения, где датируются олигоценом и миоценом [Геологическая карта..., 1965]. В Джазаторском понижении выходы кошагачской свиты впервые были установлены лишь в 2011–2013 годах [Агатова и др., 2017]. Ниже мы приводим основные результаты изучения этих отложений, полученные нами за последние три года.

Наиболее полный разрез кошагачской свиты находится у восточного борта Самахинской впадины на абсолютной высоте 1674 м в правом крутом борту высотой 50 м долины ручья Калимкунгей в 300 м выше ее выхода в котловину (рис. 1, 2А).

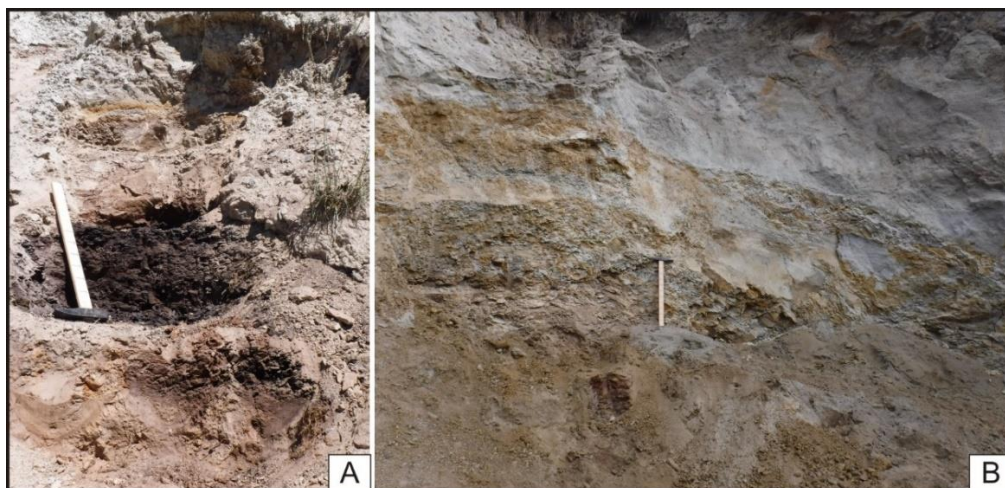


Рис. 2. Обнажения кошагачской свиты в Самахинско-Джазаторском понижении:

А) фрагмент расчистки в долине ручья Калимкунгей (Самахинская впадина, т. н. 5000, слои 8-11); В) стенка карьера в долине реки Джазатор (т. н. 5052).

В июне 2018 года верхнюю часть данного разреза мы вскрыли расчистками (рис. 2) и изучили до глубины 18.5 м. Строение этого разреза несколько отличается от описания, приводимого Е.В. Девяткиным [1965]. По нашим данным, здесь вскрыты (сверху-вниз):

- слой 1. Алеврит песчанистый светло-серый очень плотный, 1.0 м;
- слой 2. Песок крупнозернистый светло-серый, 0.3 м;
- слой 3. Глина желтовато-коричневая, плотная, 0.45 м;
- слой 4. Тонкое переслаивание глин и песков, 0.2 м;
- слой 5. Глина светло-серая, с тонкой горизонтальной слоистостью, 0.6 м;
- слой 6. Уголь черно-бурый, 0.1 м;
- слой 7. Глина коричневая неслоистая, плотная, 0.4 м;
- слой 8. Переслаивание глин светло-серых и песков, 0.55 м;
- слой 9. Глина коричневая, неслоистая, плотная, 0.6 м;
- слой 10. Уголь черный, пластинчатый, с отпечатками растений, 0.5 м;
- слой 11. Глина коричневая, с растительными остатками, 0.3 м;
- слой 12. Глина желтая с прослоями песков, 3.0 м;
- слой 13. Глина голубовато-серая, плотная, массивная, неслоистая, 0.4 м;
- слой 14. Глина темно-коричневая, с растительными остатками, 0.2 м;
- слой 15. Уголь черный, с отпечатками растений, 0,4 м;
- слой 16. Глина темно-коричневая с растительными остатками, 0.3 м;
- слой 17. Песок желтовато-зеленоватый, неслоистый, 0.5 м;
- слой 18. Глина серая с тонкой горизонтальной слоистостью, 1.0 м;
- слой 19. Уголь черно-бурый с растительными остатками, 0.2 м;
- слой 20. Песок зеленовато-желтоватый, неслоистый, плотный, 3.5 м;
- слой 21. Глина коричневая с конкрециями сидерита, 2.0 м;
- слой 22. Песок неслоистый, плотный, видимая мощность 1.0 м.

Ниже до уреза ручья большая часть толщи скрыта под мощным обвальным осыпным шлейфом и недоступна для изучения. Достаточное количество пыльцы удалось выделить только из слоев 3, 5 и 21 (таблица).

Состав спорово-пыльцевых спектров из разреза кошагачской свиты в долине р. Калимкунгей (Самахинская впадина) и в долине р. Джазатор

Пыльца древесно-кустарниковых растений, %	Разрез Калимкунгей			Разрез Джазатор	
	Слой 3 гл. 1.6 м	Слой 5 гл. 2.3 м	Слой 21 гл. 16 м	Слой 3, гл. 5.3 м	Слой 3, гл. 5.9 м
Голосеменные:	83.5	90	88.2	39.3	41.7
<i>Picea</i> sect. <i>Omorica</i> et <i>Eurpicea</i>	9.5	23	52.1	22.7	27.7
<i>Pinus</i> s/g <i>Harpoxylon</i> et <i>Dyploxylon</i>	73.5	63	22.6	3.7	4.6
<i>Tsuga</i>	0	2.4	11.6	11.2	7.3
<i>Podocarpaceae</i>	0	0	0.8	1.4	1.4
<i>Abies</i>	0.5	1.6	0.5	0.3	0.7
<i>Dacridium</i>	0	0	0.3	0	0
<i>Glyptostrobus</i>	0	0	0.3	0	0
Покрытосеменные:	2.8	5.8	9.9	58.4	53.2
<i>Betula</i>	0	0	3.5	3.8	2.9
<i>Corylus</i>	0	2.7	2.2	7.2	3.9
<i>Carpinus</i>	0	0	0	0.3	0
	Разрез Калимкунгей			Разрез Джазатор	
<i>Ulmus</i>	1.4	2.7	1.8	0.8	0.3
<i>Alnus</i>	0.9	0.4	1	34.8	31.6
<i>Quercus</i>	0	0	0	0.3	0
<i>Fagus</i>	0	0	0	0.3	0
<i>Tilia</i>	0	0	0.5	1.6	2.9
<i>Salix</i>	0	0	0.3		
<i>Juglans</i>	0.5	0	0.3	0.8	0
<i>Diervilla</i>	0	0	0	0	0.3
<i>Lonicera</i>	0	0	0	0	0.3
<i>Momipites</i>	0	0	0.3	0	0
Пыльца травянисто-кустарничковых растений:	13.2	3.1	1.3	8.8	11.0
<i>Artemisia</i>	8.2	0	0	0	0.7
<i>Amaranthaceae</i>	1.8	0	0	0	0.5
<i>Brassicaceae</i>	0	0	0	4.0	7.3
<i>Ephedra</i>	0	0	0	0.5	0
<i>Ericaceae</i>	1.8	2.4	0.8	4.3	1.5
<i>Fabaceae</i>	0	0	0	0	0.5
<i>Poaceae</i>	1.4	0	0	0	0
<i>Nymphaeaceae</i>	0	0	0	0	0.5
3-colporate pollen	0	0.7	0.5	0	0
Спores папоротников:	0.5	1.1	0.6	0	0
<i>Botrychium</i>	0	0	0	1.3	3.6
<i>Polypodiophyta</i>	0	0.4	0.3	2.3	5.1
<i>Pteridium</i>	0.5	0.7	0	0	0
<i>Cyathea</i>	0	0	0.3	0	0

В спектре с гл. 16.0 м (слой 21) доминирует пыльца ели, субдоминант – пыльца сосны и тсуги. Среди покрытосеменных чаще других отмечается пыльца березы, лещины, вяза. Выше по разрезу (слои 3 и 5) в спектрах начинает доминировать пыльца сосны, снижается доля участия ели и тсуги, напротив, увеличивается доля травянистой пыльцы, что отражает смену условий в сторону некоторого похолодания и иссушения климата. Спектры указывают на произрастание влажных сосново-еловых лесов с заметным участием тсуги, с примесью мелко- и широколиственных древесных и кустарников, главным образом, березы, лещины и вяза. Климатические условия были намного благоприятнее современных. В то время средние январские температуры могли быть от 0 до -10°C, среднегодовые – не ниже +3°C, а годовое количество осадков – не менее 600 мм.

Спектры можно сопоставить с темнохвойно-таежными спектрами, известными из верхней части кошагачской свиты Чуйской котловины [Девяткин, 1965], возраст вмещающих отложений определяется как ранний - средний миоцен. Из этого же слоя был отобран образец на палеокарпологический анализ, но ископаемые семена и плоды растений не обнаружены.

В Джазаторском понижении выходы кошагачской свиты были установлены совсем недавно [Агатова и др., 2017]. Из них выделены палинологические спектры, указывающие на произрастание хвойных лесов с участием ели, сосны, тсуги, пихты и березы с сохранением небольшого количества широколиственных пород [Агатова и др., 2017]. В июле 2018 года у правого борта долины Джазатор в 5 км ниже р. Тюнь (3.5 км выше с. Беляши) на абсолютной высоте 1590 м в стенке небольшого придорожного карьера нами были обнаружены новые выходы кошагачской свиты (рис. 2В), представленные (сверху вниз):

- слой 1. Пески кварцевые грубозернисто-мелкогравийные желтовато-белого цвета, плохо окатанные, со слабо выраженной кривой слоистостью, 1.5 м;
- слой 2. Переслаивание глин темно-, светло-серых и желтоватых, алевроитов и песков тонкозернистых, кварцевых, 2.0 м;
- слой 3. Глины буровато-коричневые, плотные, жирные и мылкие на ощупь, вскрытая мощность 2.5 м.

Видимая мощность отложений в стенке карьера 6.0 м. В 200 м западнее их перекрывают светло-серые мелко-тонкозернистые пески озерно-ледникового типа, а выше по долине – морена.

Из глин слоя 3 (гл. 5.3 и 5.9 м) выделены однотипные спорово-пыльцевые спектры, которые можно объединить в один спорово-пыльцевой комплекс (СПК) с *Alnus*, *Picea*, *Tsuga*. Процентное содержание таксонов в комплексе приведено в таблице.

В СПК доминирует пыльца ольхи. В незначительных количествах отмечена пыльца широколиственных лещины, дуба, бука, граба и липы. Среди голосеменных преобладает пыльца ели и тсуги. Довольно много в СПК пыльцы травянисто-кустарничковых растений - вересковых и капустных, представители последних появляются во флорах Азиатской России с начала неогена [Никитин, 2006]. СПК отражает произрастание смешанных елово-ольховых лесов с примесью ши-

роколиственных, тсуги, подокарповых. Климат теплый и влажный, безморозные периоды отсутствуют. СПК близок по составу спектрам, выделенным из кошагачской свиты в Джулукульской котловине Горного Алтая [Девяткин, 1965], причем такие спектры считаются более древними, чем спектры преобладанием темнохвойных пород древесных.

В этом же разрезе из глин слоя 3 впервые для данного района Горного Алтая определены ископаемые карпоиды: *Ceratophyllum* sp., *Carex* sp., *Microdiptera* cf. *elongata* P. Dorof., *Urtica dioica* L. Семена *Microdiptera* cf. *elongata* P. Dorof. во флоре Азиатской России встречаются в интервале поздний олигоцен – средний миоцен, а единичные семена *Urtica dioica* L. впервые появляются во флоре раннего миоцена Западной Сибири (верхняя часть абросимовского горизонта) [Никитин, 2006]. С большой долей вероятности этот карпологический комплекс мог сформироваться в самом конце раннего миоцена.

Исследования показали, что по своим литологическим особенностям изученные отложения резко отличаются как от четвертичных образований озерного генезиса, так и от озерных отложений туерыкской свиты среднемиоценового - плиоценового возраста, и наиболее близки кошагачской свите, развитой в Чуйской, Курайской и Джулукульской котловинах Горного Алтая [Девяткин, 1965]. В составе кошагачской свиты выделяют два комплекса растительности – березово-широколиственный с обедненной тургайской флорой, который считается более древним и датируется поздним олигоценом- ранним миоценом, и темнохвойно-таежный, более молодой, который относят к раннему-среднему миоцену [Девяткин, 1965]. По нашим данным, в Самахинской впадине (разрез Калимкунгей) и Джазаторском понижении, по-видимому, обнажаются средняя и верхняя части кошагачской свиты, которые по палинологическим и карпологическим данным, могут датироваться ранним - средним миоценом. Нижняя часть разреза этой свиты с березово-широколиственной флорой, датируемая поздним олигоценом - ранним миоценом, ни в одном обнажении нами пока не установлена.

Исследования выполнены при финансовой поддержке программы ФНИ 0331-2019-0004 и гранта РФФИ № 20-05-00076.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Девяткин Е.В. Кайнозойские отложения и неотектоника Юго-Восточного Алтая. – М.: Наука, 1965. – 244 с.

Геологическая карта СССР масштаба 1:200000, серия Горно-Алтайская, лист М-45-XXII, XXVIII. Объяснительная записка / Сост.: В.К. Дмитриева, К.Л. Волочкович, А.К. Савосина, Г.А. Шмидт. – М.: Недра, 1965. – 106 с.

Агатова А.Р., Непоп Р.К., Рудая Н.А., Хазина И.В., Жданова А.Н., Бронникова М.А., Успенская О.Н., Зазовская Э.П., Овчинников И.Ю., Панов В.С., Шурыгин Б.Н. Находка бурого угольных верхнеолигоцен-нижнемиоценовых отложений (кошагачская свита) в долине р. Джазатор (юго-восток Русского Алтая): неотектонический и палеогеографический аспекты // Доклады Академии Наук. – 2017. – Т. 475. – № 5. – С. 542–545.

Никитин В.П. Палеокарпология и стратиграфия палеогена и неогена Азиатской России. Новосибирск, Изд-во СО РАН, ГЕО, 2006. – 227 с.

REFERENCES

1. Devjatkin E.V. Kainozojskije otlozhenija i neotektonika Jugo-Vostochnogo Altaja. – Moskva: Nauka, 1965. – 244 s.
2. Agatova A.R., Nepop R.K., Rudaya N.A., Khazina I.V., Zhdanova A.N., Bronnikova M.A., Uspenskaya O.N., Zazovskaya E.P., Ovchinnikov I.Y., Panov V.S., Shurygin B.N. // Doklady Earth Sciences. – 2017. – V. 475. – № 2. – С. 854-857.
3. Geologicheskaja karta SSSR masshtaba 1:200000, serija Gorno-Altaijskaja, list M-45-XXII, XXVIII. Ob'jasnitelnaja zapiska / Sost. V.K. Dmitrijeva, K.L. Volochkovich, A.K. Savosina, G.A. Shmidt. – M.: Nedra, 1965. – 106 s.
4. Nikitin V.P. Paleokarpologija i stratigraphija paleogena i neogena Aziatskoji Rossii. Novosibirsk, Izd-vo SO RAN, GEO. - 2006. - 227 s.

© *О. Б. Кузьмина, Г. Г. Русанов, М. В. Михаревич, 2021*

**КОМПЛЕКС ГРАПТОЛИТОВ ИЗ РАЗРЕЗА «ВЕРХНЯЯ КАРАСУ»
ВЕРХНЕГО ОРДОВИКА ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ГОРНОГО АЛТАЯ**

Елена Викторовна Лыкова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: lykovaev@ipgg.sbras.ru

Николай Валерианович Сенников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, д.г.-м.н., главный научный сотрудник, зав. лабораторией палеонтологии и стратиграфии палеозоя, e-mail: sennikovnv@ipgg.sbras.ru

Изучен таксономический состав граптолитов базальной части разреза «Верхняя Карасу» центральной части Горного Алтая. Разрез охватывает стратиграфический интервал от верхнего ордовика (сандбийский ярус) до среднего силура (теличский ярус). На интервале ордовика установлены бугрышихинская, ханхаринская и тектенская свиты, в силуре – свита Вторых утесов, сыроватинская, полатинская, чесноковская и гурьяновская. В верхних пачках бугрышихинской свиты (сандбийский ярус), впервые в этом разрезе был обнаружен богатый комплекс граптолитов. Среди них определены: *Reteograptus uniformis* Mu et Zhang, *Reteograptus geinitzianus* Hall, *Eoglyptograptus euglyphus* Mitchell, *Orthograptus apiculatus* Elles et Wood, *Orthograptus whitfieldi* (Hall), *Rectograptus truncatus* (Lapworth), *Rectograptus ex.gr. truncatus* (Lapworth), *Hustedograptus* sp., *Callograptus* sp.

Ключевые слова: граптолиты, верхний ордовик, Горный Алтай

**GRAPTOLITES FROM THE UPPER ORDOVICIAN SECTION «VERKHNYAYA
KARASU» IN THE CENTRAL PART OF GORNY ALTAI**

Elena V. Lykova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Ph.D., Senior Researcher, e-mail: lykovaev@ipgg.sbras.ru

Nikolay V. Sennikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Dr. Sc., Chief Scientist, head of the laboratory, e-mail: Sennikovnv@ipgg.sbras.ru

Taxonomic complex of graptolites from the «Verkhnyaya Karasu» section have been studied. This section is located in the central part of Gorny Altai Mountains. The section covers a large stratigraphic interval: from upper Ordovician (Sandbian Stage) to Middle Silurian (Telychian Stage). For the Ordovician, the Bugryshikha, Khankhara and Tekhten' formations are distinguished. For the Silurian, the Vtorye Utyosy, Syrovaty, Polaty, Chesnokovka and Chesnokovka formations are distinguished. Previously, in this section no graptolites were found in the upper part of the Bugryshikha formation. There is a large and diverse complex of taxa collected in 2020. The graptolites assemblage from the upper part of the Bugryshikha formation consists of *Reteograptus uniformis* Mu et Zhang, *Reteograptus geinitzianus* Hall, *Eoglyptograptus euglyphus* Mitchell, *Orthograptus apiculatus* Elles et Wood, *Orthograptus whitfieldi* (Hall), *Rectograptus truncatus* (Lapworth), *Rectograptus ex.gr. truncatus* (Lapworth), *Hustedograptus* sp., *Callograptus* sp.

Keywords: graptolites, Upper Ordovician, Gorny Altai

Верхнеордовикские и нижнесилурийские отложения на Горном Алтае занимают большие площади и имеют важное значение для геологического строения территории. В центральной части региона (южная часть Ануйско-Чуйской структурно-фациальной зоны) одним из представительных и наиболее полных разрезов является разрез «Верхняя Карасу». Он охватывает широкий стратиграфический интервал, начиная с верхнего ордовика (сандбийский ярус) и заканчивая лландоверийским отделом силура (теличский ярус) включительно. Мощность разреза «Верхняя Карасу» составляет более 3500 м, из которых на ордовикский интервал приходится 2800 м, а мощность силурийских отложений достигает более 700 м [1].

Среди местных ордовикских подразделений в рассматриваемом разрезе установлены бугрышихинская, ханхаринская и техтенская свиты, а в силуре – свита Вторых утесов, сыроватинская, полатинская, чесноковская и чагырская свиты.

Разрез «Верхняя Карасу» вскрывается по бортам одноименной реки, являющейся правым притоком р. Иня (правый приток р. Катунь) (рис. 1). Разрез начинается в 200 м ниже устья реки Верхняя Карасу в правом борту р. Иня и далее продолжается вверх по правому водоразделу Верхней Карасу до истоков её правой составляющей. Там наблюдается чередование известняков плитчатых или массивных, алевролитов глинистых, алевропесчаников и песчаников мелкозернистых.

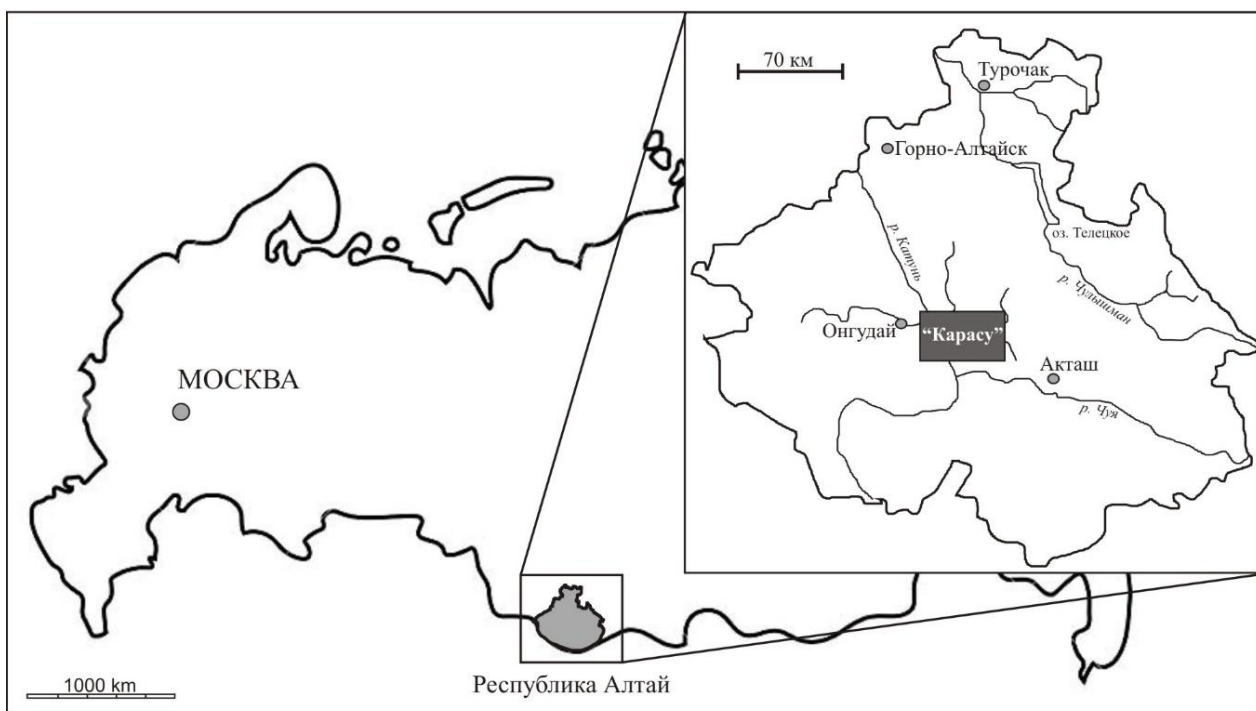


Рис. 1. Местонахождение разреза «Верхняя Карасу» в центральной части Горного Алтая.

В разрезе, за многие годы изучения, обнаружена очень разнообразная и богатая фауна - табуляты, ругозы, мшанки, криноидеи, трилобиты, брахиоподы, остракоды, гастроподы, ихнофоссилии. Граптолиты встречены в самых верхах ханхаринской свиты верхнего ордовика, а также в теличских слоях лландоверийского отдела силура. Значительная часть ханхаринской свиты, охватывающая слои мощностью более 2000 м, и верхи нижележащей бугрышихинской свиты не были охарактеризованы граптолитами. В 2020 году в самых низах разреза, в кровле бугрышихинской свиты впервые были обнаружены многочисленные граптолиты хорошей сохранности и разнообразного таксономического состава. Граптолиты встречены в глинистых алевролитах и алевропесчаниках вместе с криноидеями, мшанками, остатками трилобитов, а также с многочисленными следами ползания червей (местонахождение С-2043).

Комплекс обнаруженных граптолитов включает в себя представителей шести видов, относящихся к шести родам и трем семействам – *Retiolitidae* Lapworth, *Diplograptidae* Lapworth и *Dendrograptidae* Roemer (рис. 2). Среди них определены: *Reteograptus geinitzianus* Hall, *Reteograptus uniformis* Mu et Zhang, *Eoglyptograptus euglyphus* Mitchell, *Orthograptus apiculatus* Elles et Wood, *Orthograptus whitfieldi* (Hall), *Rectograptus truncatus* (Lapworth), *Rectograptus* ex. gr. *truncatus* (Lapworth), *Hustedograptus* sp., *Callograptus* sp. Граптолиты представлены одновременно бентосными (*Callograptus* sp.), и эпи-планктонными (планктонными) формами. Для рода *Reteograptus* характерна рабдосома, сложенная «ячейками», соединенными между собой в виде каркаса.

«Хитино-подобная ткань», из которой, как правило, состоят граптолиты, у этих рабдосом очень тонкая, так что в породе наблюдается только «каркасный скелет» рабдосомы, состоящий из вышеупомянутых «ячеек». Граптолиты *Hustedograptus*, *Eoglyptograptus*, *Orthograptus* кажутся внешне схожими между собой, но строение проксимального конца, а также форма тек существенно отличает их друг от друга. Представители рода *Rectograptus* – своеобразные очень длинные, вытянутые, тонкие граптолиты, теки которых представляют собой простые прямые трубки, не изгибающиеся по всей своей длине. Особенностью дендроидного рода *Callograptus* является кустообразная веерообразная рабдосома, ветви которой закономерно дивергируют, но редко соединяются диссепиментами (перемычками) [2, 3, 4].

Вышеописанный таксономический комплекс граптолитов, впервые обнаруженных в разрезе «Верхняя Карасу» на уровне самых верхов бугрышихинской свиты (сандбийский ярус верхнего ордовика), является многочисленным, разнообразным и характерным для данного стратиграфического интервала.

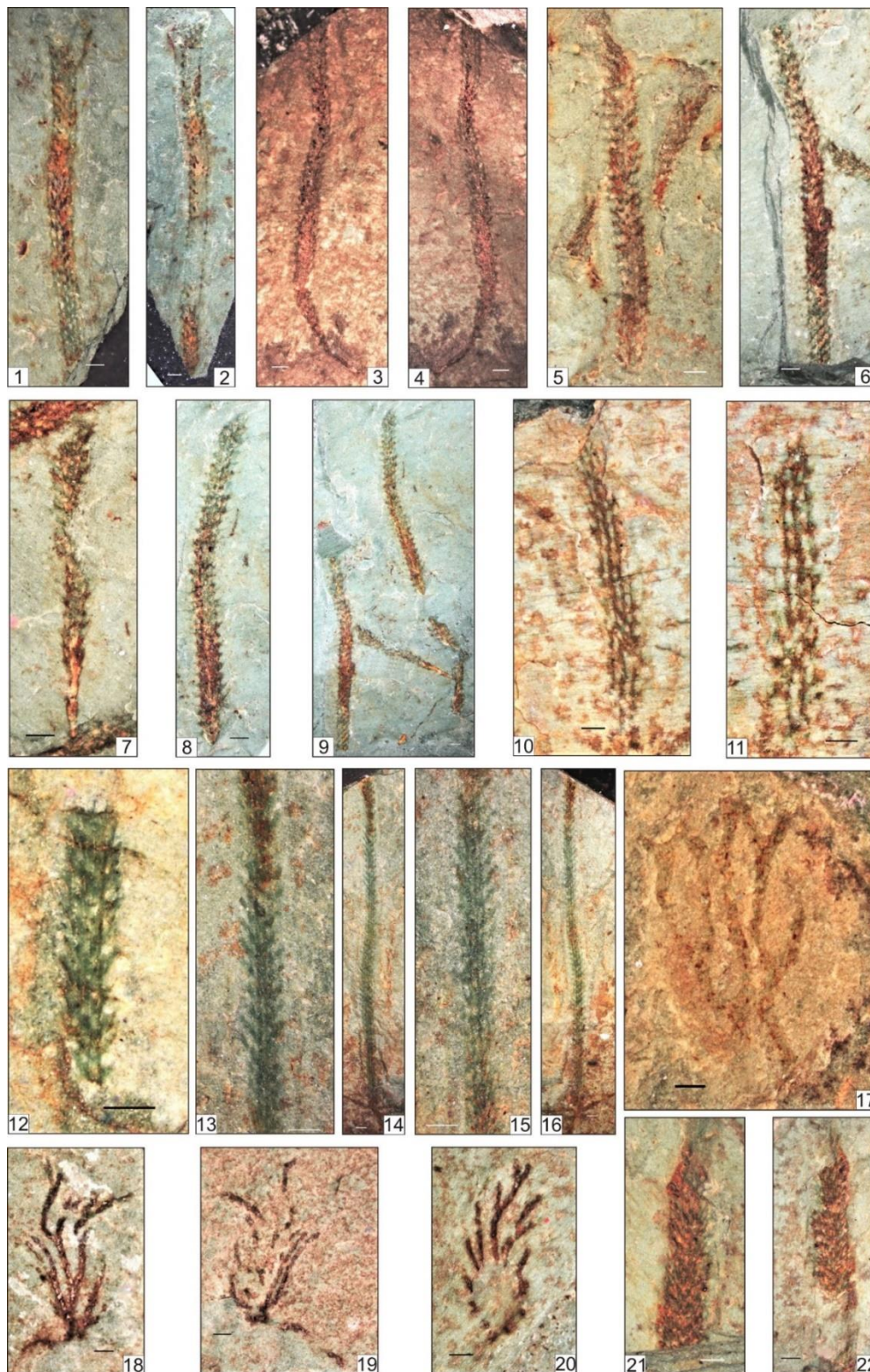


Рис. 2. Граптолиты бугрышихинской свиты из разреза «Верхняя Карасу» верхнего ордовика центральной части Горного Алтая. 1, 2 *Reteograptus uniformis* Mu et Zhang; 3, 4, 7 *Orthograptus apiculatus* Elles at Wood; 5, 6 *Eoglyptograptus euglyphus* Mitchell; 8 *Orthograptus whitfieldi* (Hall); 9 общее фото таксонов 6, 7, 8; 10, 11 *Reteograptus geinitzianus* Hall; 12 *Rectograptus* ex. gr. *truncatus* (Lapworth); 13-16 *Rectograptus truncatus* (Lapworth); 17-20 *Callograptus* sp.; 21, 22 *Hustedograptus* sp. Масштабная линейка 1мм.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Sennikov N.V., Yolkin E.A., Petrunina Z.E., Gladkikh L.A., Obut O.T., Izokh N.G., Kipriyanova T.P. Ordovician-Silurian Biostratigraphy and Paleogeography of the Gorny Altai. – Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, 2008. – 154 p.
2. Соболевская Р.Ф. Атлас палеозойской фауны Таймыра. Часть II. Граптолиты ордовика и силура. – Санкт-Петербург: Изд-во ФУГП «ВНИИОкеангеология», 2011. - 282 с.
3. Chen Xu, Bergström Stig M., Zhang Yuandong, Daniel Goldman, Finney Stanley C., Fan Junxuan, Chen Qing, Goldman Daniel, Wang Zhihao, Ma Xuan. Darriwilian to Katian (Ordovician) Graptolites from Northwest China. - Published by Elsevier Inc., 2015. – 354 p.
4. Zalasiewicz J.A., Taylor L, Rushton A.W.A. et.al. Graptolites in British stratigraphy // Geological Magazine. - 2009. – 146. – P. 785–850.

REFERENCES

1. Sennikov N.V., Yolkin E.A., Petrunina Z.E., Gladkikh L.A., Obut O.T., Izokh N.G., Kipriyanova T.P. Ordovician-Silurian Biostratigraphy and Paleogeography of the Gorny Altai. – Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, 2008. – 154 p.
2. R.F. Atlas paleozojskoj fauny Tajmyra. CHast' II. Graptolity ordovika i silura. – Sankt-Peterburg: Izd-vo FUGP «VNIIOkeangeologiya», 2011. - 282 s.
3. Chen Xu, Bergström Stig M., Zhang Yuandong, Daniel Goldman, Finney Stanley C., Fan Junxuan, Chen Qing, Goldman Daniel, Wang Zhihao, Ma Xuan. Darriwilian to Katian (Ordovician) Graptolites from Northwest China. - Published by Elsevier Inc., 2015. – 354 p.
4. Zalasiewicz J.A., Taylor L, Rushton A.W.A. et.al. Graptolites in British stratigraphy // Geological Magazine - 2009. – 146. – P. 785–850.

© *Е. В. Лыкова, Н. В. Сенников, 2021*

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ НИЖНЕ-СРЕДНЕКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В СВЯЗИ С ОЦЕНКОЙ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ СЕВЕРО-ТУНГУССКОЙ НГО

Сергей Александрович Моисеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии и геохимии нефти и газа

Андрей Михайлович Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Игорь Алексеевич Губин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., зав. лабораторией, старший научный сотрудник, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Рассмотрены ключевые особенности строения, литологии и условий осадконакопления нижнего и среднего кембрия Северо-Тунгусской НГО. Составлена сейсмогеологическая модель разреза в зоне его фациального замещения. Дается описание двух палеогеографических схем тойонского и майского веков. Обоснованы высокие перспективы нефтегазоносности этой территории.

Ключевые слова: нижний-средний кембрий, Лено-Тунгусская НГП, нефтегазоносность, условия формирования отложений

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

Sergey A. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Leading Scientist, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru, Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., Docent

Andrei M. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Senior Researcher, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Igor A. Gubin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Senior Researcher, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

The key features of the structure, lithology and sedimentation conditions of the Lower and Middle Cambrian of the North Tunguska OGA are considered. A seismogeological model of the section

in the zone of its facies replacement was compiled. A description of two paleogeographic schemes of the Toyon and May centuries is given. The high prospects for the oil and gas content of this territory have been substantiated.

Keywords: Lower-Middle Cambrian, Leno-Tunguska oil and gas field, oil and gas content, conditions for the formation of deposits

В настоящее время ниже-среднекембрийские отложения на территории Северо-Тунгусской НГО рассматриваются в качестве одного из главных перспективных направлений по наращиванию минерально-сырьевой базы в Восточной Сибири и Республике Саха.

В последние годы в Северо-Тунгусской НГО проведены региональные геофизические работы по маршрутам «п. Тура – скв. Чириндинская-271», «скв. Хошонская-256 – р. Мойеро», а также выполнены сейсморазведочные работы на Вилюйско-Мархинской, Танхайской и Верхневилючанской площадях, что позволило существенно изменить представления о перспективах нефтегазоносности этой территории [1].

Согласно схеме фациального районирования кембрийских отложений Сибирской платформы, выделено три крупных фациальных региона: Турухано-Иркутско-Олекминский, Юдомо-Оленёкский и Анабаро-Синский.

Турухано-Иркутско-Олекминский фациальный регион представляет собой внутреннюю часть карбонатной платформы, где накапливались соли и сульфатосодержащие доломиты. В начале атдабанского века в южных и центральных районах Сибирской платформы сформировался огромный солеродный бассейн.

Анабаро-Синский фациальный регион является рифовым барьером мелководного шельфа (по А.Э. Конторовичу «Великая сибирская система кембрийских барьерных рифов»), который отделял солеродный бассейн от куонамского относительно глубоководного бассейна (рис. 1). Протяжённость этой системы может достигать 1000 и более километров. Примеров подобной по протяженности системы барьерных рифов и подобного по площади солеродного бассейна не было за всю геологическую историю Земли.

Зона фациального замещения ниже-среднекембрийских отложений прослежена по данным сейсморазведки и бурения скважин Унга-Хахсыкская-2980, Танхайская-708 и Сохсолохская 706 (рис. 2). С юга на север, в крест простирания барьера, последовательно происходит смена соленосного разреза на бессолевой (карбонатная платформа, рифогенный барьер), который, в свою очередь, с резким уменьшением мощности отложений переходит в углеродистый глинисто-кремнисто-карбонатный разрез эмяксинской и куонамской свит.

По существующей классификации амгинские рифы представляют собой краевой риф карбонатной платформы. С внешней стороны это крутой уступ высотой 500-550 м. Внутренний склон рифа пологий с высотой уступа над карбонатной платформой 150-170 м. По материалам естественных обнажений и поисковым скважинам на территории Дирингдинского рифового массива эти постройки сложены водорослевыми известняками со скорлуповатой или округло-глыбовой отдельностью.

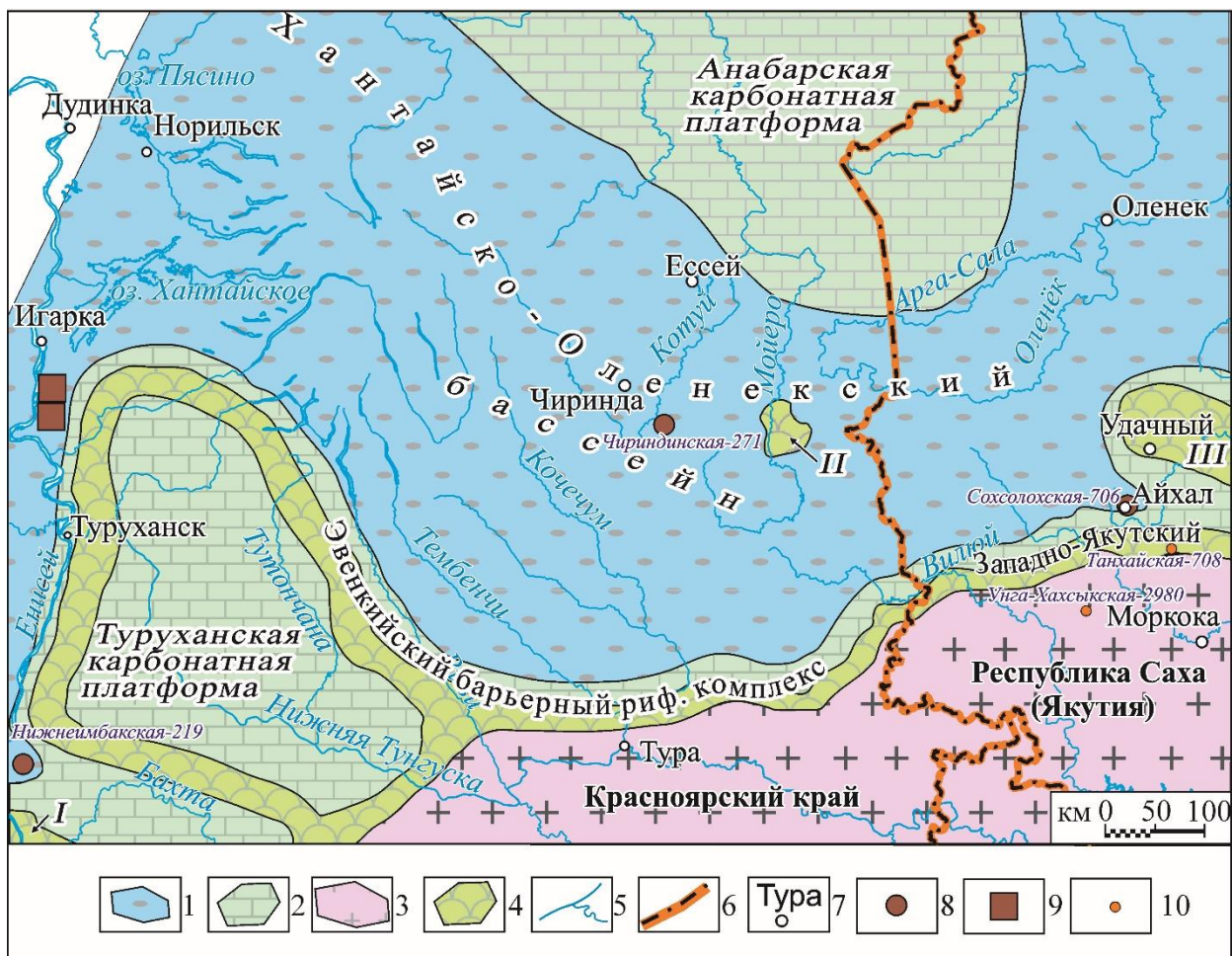


Рис. 1. Палеогеографическая схема на тойонский век центральной части Сибирской платформы (Курейская синеклиза)

1 - открытое море, относительно глубокое (область накопления преимущественно биогенных илов), 2 - мелкое море (область накопления карбонатных и сульфатно-карбонатных илов), 3 - внутренний эпиконтинентальный морской бассейн с повышенной солёностью вод (накопление галитовых, местами сильвинитовых илов), 4 - области развития системы барьерных рифов, разделяющих открытое море и внутренний эпиконтинентальный бассейн с повышенной солёностью вод, 5 – гидросеть; 6 – границы субъектов РФ; 7 – населённые пункты, 8 - скважины вскрывшие куонамскую свиту и её аналоги, 9 - обнажения куонамской свиты, 10 – глубокие скважины. Цифрами показаны: I – Предъенисейский барьерный рифовый комплекс, II – Мойероканский рифовый массив, III – Далдыно-Мархинская карбонатная банка.

На мелком и глубоком шельфе тойонско-амгинского эпиконтинентального моря (**Юдомо-Оленёкский фациальный регион**) накапливались карбонатные и кероген-кремнисто-карбонатные, обогащенные аквагенным органическим веществом биогенные и хемо-биогенные илы. При их катагенетических преобразованиях сформировалась перспективная нефтематеринская толща куонамской свиты, которая многими исследователями рассматривается в качестве очага генерации углеводородов на территории Северо-Тунгусской НГО [2, 3].

В начале майского века в южных и центральных районах Сибирской платформы устанавливается континентальный режим осадконакопления. Этот континент на севере и востоке Сибирской платформы прослеживается до внешних границ Великой Сибирской системы кембрийских барьерных рифов.

В результате предмайского перерыва в осадконакопления денудированные отложения нижнего и среднего кембрия переносятся в открытый морской Хантайско-Оленекского бассейн, в следствии чего отложения куонамской свиты перекрываются глинисто-карбонатными флишоидными образованиями со своеобразной волновой картиной, характерной для клиноформного строения (рис. 2, 3). Региональным экраном для всего комплекса отложений может служить верхоленская серия верхнего кембрия, которая сложена терригенными отложениями. Роль локальных покрышек могут выполнять отдельные непроницаемые пачки непосредственно самого клиноформного комплекса.

По строению эти разрезы очень похожи на западно-сибирские (комплекс баженовская свита и неоком), но они образованы не терригенными (песчаники и глины), а карбонатами породами.

В настоящее время куонамская свита на территории Северо-Тунгусской НГО залегает на глубинах 5–7 км. Из геологических соображений не приходится сомневаться, что в этой зоне куонамская свита должна была генерировать значительные массы нефти и объемы углеводородных газов.

Отрицательное влияние на формирование и сохранность залежей УВ могло оказать массовое внедрение траппов в осадочный чехол. В целом ряде точек зафиксировано наличие силлов именно в куонамской свите. Значительная часть высокоперспективной территории находится в зоне вероятной «зараженности» резервуаров траппами [4].

Несмотря на это, пространственное сочетание обширного очага генерации углеводородов в куонамском комплексе ранне-среднекембрийского возраста и средне-верхнекембрийских клиноформных образований позволяет высоко оценивать нефтяной потенциал Северо-Тунгусской НГО на открытие уникальных и крупных месторождений нефти и газа.

На высокие перспективы нефтегазоносности указывают многочисленные скопления полувязких битумов и асфальтов, выполняющих поры, каверны и трещины в естественных обнажениях карбонатных отложений верхнего кембрия и нижнего ордовика.

Детализация высокоперспективных территорий может быть проведена только после выполнения программы региональных сейсморазведочных работ и параметрического бурения.

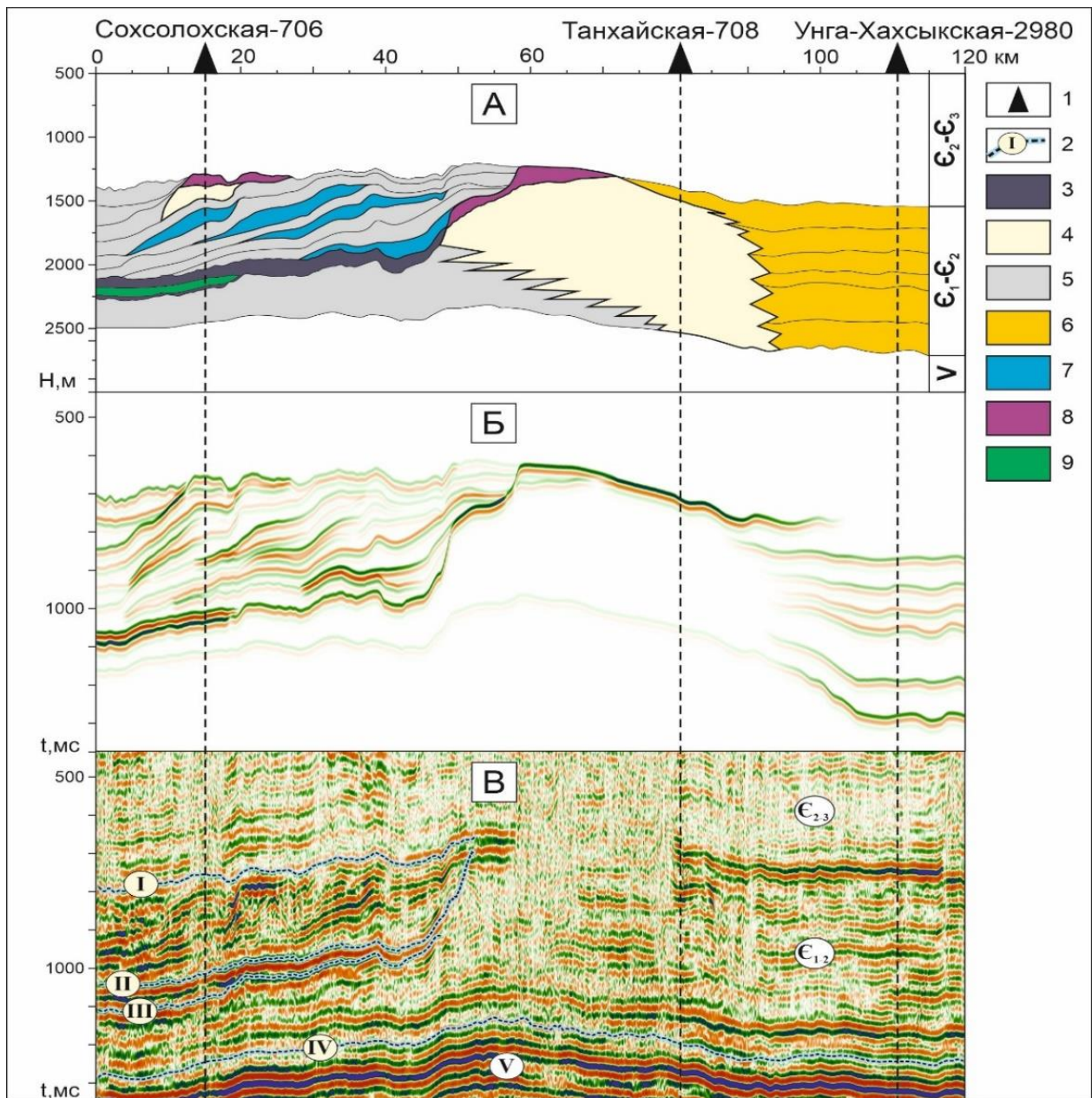


Рис. 2. Сейсмогеологическая модель фациального замещения ниже-среднекембрийских отложений. А – принципиальный геологический разрез, Б – синтетический временной разрез (Б). В – фрагмент реального временного разреза по профилю № 10081113 Вилуйско-Мархинской площади

1 – скважины; 2 – отражающие горизонты: I – кровля толщи заполнения майского яруса, II – кровля куонамской свиты, III – подошва куонамской свиты, IV – кровля венда; геологические тела: 3 – куонамская свита, 4 – рифогенные комплексы (чукская, удачнинская свиты), 5 – слабопроницаемые отложения повышенной плотности и скорости (билирская, эмьяксинская, зеленоцветная, оленекская свиты), 6 – отложения солеродного бассейна (эльгянская, толбачанская, олекминская и др. свиты); зоны потенциальных коллекторов пониженной скорости и плотности: 7 – в клиноформном комплексе, 8 – в рифогенном комплексе; 9 – интрузии траппов.

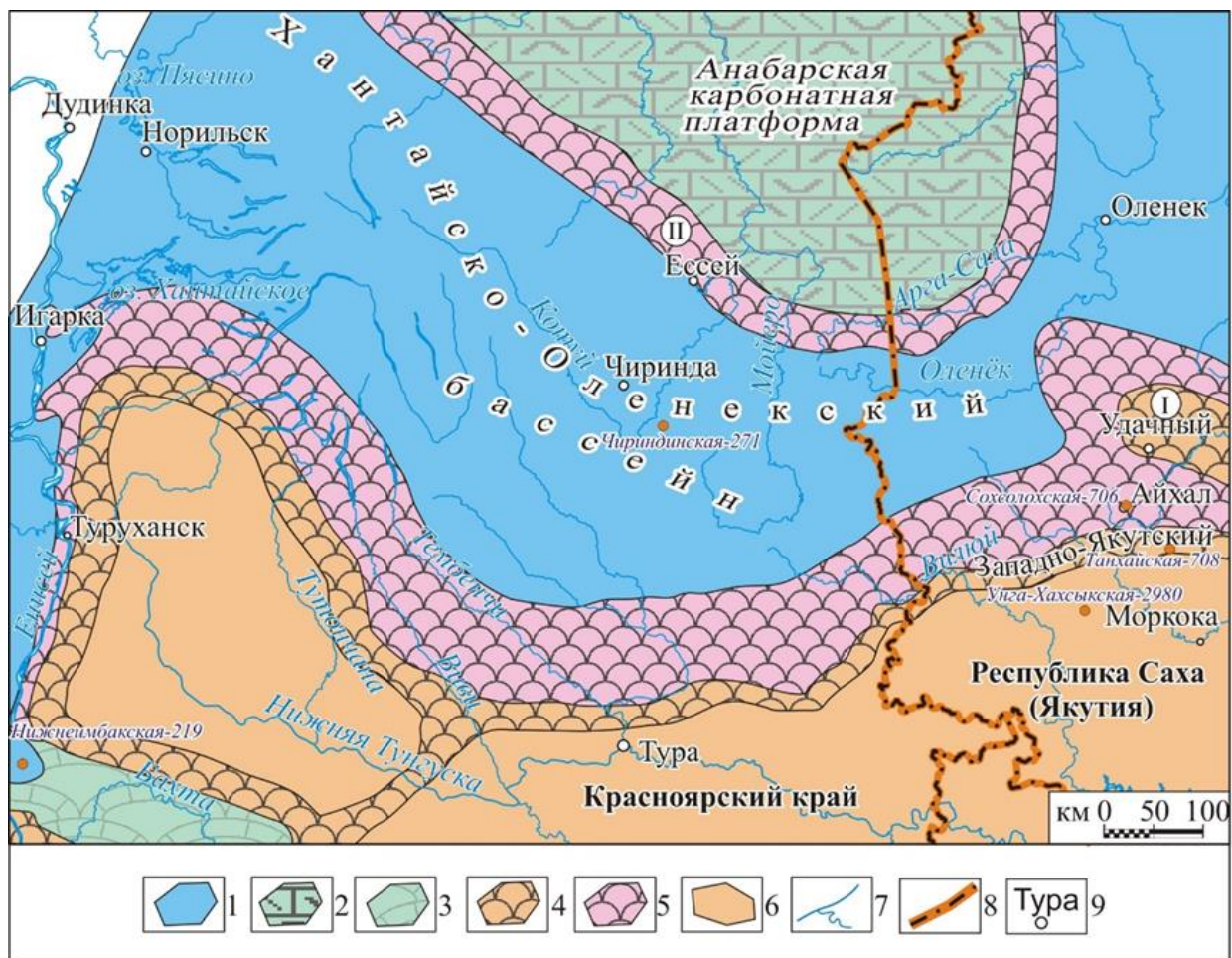


Рис. 3. Палеогеографическая схема на майский век центральной части Сибирской платформы

1 – преимущественно известняковые илы и силикатно-карбонатные турбидиты (проградирующий подводный склон открытого моря); 2 – хемогенно-биогенные карбонатные илы, подвергшиеся доломитизации (пересыхающие отмели, бары); 3 – соленосные глинистые доломиты, известняки, пестроцветные доломитовые мергели (закрытые мелкие депрессии и прибрежные отмели); 4 – область развития ботомско-амгинских барьерных рифов, погребенных под майскими отложениями; 5 – Чукукский рифовый комплекс и его аналоги (проградирующие рифово-баровые карбонатные отложения, ограничивающие прибрежную равнину); 6 – пестроцветные доломитовые мергели соле- и сульфатсодержащие, глинистые доломиты, известняки (засолоненная равнина, периодически заливавшаяся морем); 7 – гидросеть; 8 – границы субъектов РФ; 9 – населённые пункты; 10 – глубокие скважины. Цифрами в кружках показаны: I – Далдыно-Мархинская карбонатная банка, II – Дирингдинский рифовый массив

Исследования проводились в рамках проекта НИР 0331-2019-0018 «Построение моделей геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности фанерозойских и неопротерозойских осадочных комплексов Лено-Тунгусской НГП для формирования программы геологоразведочных работ и лицензирования недр» (№ гос. регистрации АААА-А19-119111490040-5).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Филиппов Ю.А., Мельников Н.В., Ефимов А.С. Нижне-среднекембрийский рифогенный барьер на севере Сибирской платформы – объект первоочередных нефтегазопроисследовательских работ // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – № 2(18). – 2014. – С. 25-35.
2. 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 // ГЕО-Сибирь-2018. Т. 2. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: сб. материалов XIV Международного научного конгресса, г. Новосибирск, 23-27 апреля 2018 г. – 2018. – С. 47-55.
3. Ярославцева Е.С., Бурштейн Л.М. История генерации углеводородов в куонамском комплексе Северо-Тунгусской НГО // Полярная механика: тезисы докладов V Всероссийской конференции с международным участием, г. Новосибирск, 9-11 октября 2018 г.. – 2018. – С. 160-161.
4. Конторович А.Э., Хоменко А.В. Прогноз нефтегазоносности седиментационных бассейнов с интенсивным трапповым магматизмом // Результаты работ по межведомственной региональной научной программе „Поиск“ за 1992-1993 годы. – Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1995. – Ч. 1. – С. 167-171.

REFERENCES

1. Filipov YU.A., Mel'nikov N.V., Efimov A.S. Nizhne-srednekembrijskij rifogennyj bar'er na severe Sibirskoj platformy – ob"ekt pervoocherednyh neftegazopisovatel'skix rabot // Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri. – № 2(18). – 2014. – S. 25-35.
2. Gubin I.A., Kontorovich A.E., Moiseev S.A., Fomin A.M., YAroslavceva E.S. Vydelenie ochagov generacii uglevodorodov v kuonamskoj svite v Severo-Tungusskoj NGO s ispol'zovaniem sejsmicheskix dannyx // GEO-Sibir'-2018. T. 2. Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoeкологиya: sb. materialov XIV Mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa, g. Novosibirsk, 23-27 aprelya 2018 g. – 2018. – S. 47-55.
3. YAroslavceva E.S., Burshtejn L.M. Istoriya generacii uglevodorodov v kuonamskom komplekse Severo-Tungusskoj NGO // Polyarnaya mekhanika: tezisy dokladov V Vserossijskoj konferencii s mezhdunarodnym uchastiem, g. Novosibirsk, 9-11 oktyabrya 2018 g. – 2018. – S. 160-161.
4. Kontorovich A.E., Homenko A.V. Prognoz neftegazonosnosti sedimentacionnyh bassejnov s intensivnym trappovym magmatizmom // Rezul'taty rabot po mezhvedomstvennoj regional'noj nauchnoj programme „Poisk“ za 1992-1993 gody. – Novosibirsk: OIGGM SO RAN, 1995. – CH. 1. – S. 167-171.

© С. А. Моисеев, А. М. Фомин, И. А. Губин, 2021

ОСОБЕННОСТИ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА ПРИРОДНЫХ ВОД РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ

Нина Григорьевна Наливайко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 634050, Россия, г. Томск, проспект Ленина, 30, к.г.-м.н., инженер, e-mail: unrc_voda@mail.ru

Ирина Алексеевна Гостева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 634050, Россия, г. Томск, проспект Ленина, 30, к.г.-м.н., заведующий лабораторией, e-mail: unrc_voda@mail.ru

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3/6, к.г.-м.н., зав. лабораторией, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа и кафедры общей и региональной геологии

Анатолий Витальевич Черных

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Альбина Анатольевна Хващевская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 634034, Россия, г. Томск, проспект Ленина, 2/5, к.г.-м.н., заведующий лабораторией, e-mail: hvashevskaya@tpu.ru

Светлана Александровна Павлова

АО «Новосибирскнефтегаз», Россия, 630004, г. Новосибирск, ул. Ленина, 21/1, к. 2, Главный специалист по геологии, e-mail: PavlovaSA@novng.ru

В работе представлены первые результаты по изучению микробиологического состава подземных вод разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области. В изученных водах установлены микроорганизмы, участвующие в круговороте азота, серы, железа и углерода. Продуктами жизнедеятельности нитрифицирующих, тионовых и сульфатвосстанавливающих бактерий являются азотная, серная кислота и сероводород. Совместная деятельность этих групп микроорганизмов создает опасность развития коррозионных процессов на нефтедобывающем оборудовании в больших масштабах.

Ключевые слова: гидрогеохимия, микробиология, разработка нефтяных месторождений, Западная Сибирь

FEATURES OF THE MICROBIOLOGICAL COMPOSITION OF NATURAL WATERS OF PRODUCED OIL FIELDS OF THE NOVOSIBIRSK REGION

Nina G. Nalivaiko

National Research Tomsk Polytechnic University, 634050, Russia, Tomsk, 30, Lenin Ave., Ph.D., engineer, e-mail: unpc_voda@mail.ru

Irina A. Gosteva

National Research Tomsk Polytechnic University, 634050, Russia, Tomsk, 30, Lenin Ave., Ph.D., head of the laboratory, e-mail: unpc_voda@mail.ru

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., PhD, head of the laboratory, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova st. 2, associate professor.

Anatoliy V. Chernykh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Albina A. Khvashchevskaya

Tomsk Polytechnic University, 634034, Russia, Tomsk, Lenina St., 2/5, PhD, head of the laboratory, e-mail: hvashevskaya@tpu.ru

Svetlana A. Pavlova

JSC Novosibirskneftegaz, Russia, 630004, Novosibirsk, 21/1 (2), Lenina St., Chief Specialist in Geology, e-mail: PavlovaSA@novng.ru

The article presents the first results of the microbiological composition of groundwater in the developed oil fields of the Novosibirsk region. The studied waters contain microorganisms participating in the cycle of nitrogen, sulfur, iron and carbon. The waste products of nitrifying, thionic and sulfate-reducing bacteria are nitric, sulfuric acid and hydrogen sulfide. The joint activity of groups of microorganisms creates the danger of the development of corrosion processes on oil production equipment on a large scale.

Keywords: hydrogeochemistry, microbiology, development of oil fields, Western Siberia

Нефтяные месторождения являются уникальными подземными экосистемами. Важность их микробиологических исследований обуславливается ключевым значением нефти для экономики, для наработки технологий, позволяющих увеличить добычу нефти из уже эксплуатирующихся месторождений. Наиболее перспективными по увеличению нефтеотдачи пластов считаются биологические методы. Они основаны на способности микроорганизмов образовывать в процессе жизнедеятельности различные метаболиты, способствующие вытеснению нефти из вмещающих пород [1].

На ряду с этим микроорганизмы создают опасность развития коррозионных процессов в области контакта нефтедобывающего оборудования с водной средой и породой. В этой связи актуально изучение экологии, биоразнообразия и геохимической деятельности микроорганизмов в нефтеносных горизонтах для поиска

активных продуцентов нефтевытесняющих соединений и их коррозионную активность [2].

В настоящей работе представлены первые результаты изучения микробиологического состава природных вод разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области. Работы по изучению особенностей геохимии подземных вод различного изотопно-геохимического облика (41 проба) проводились в полевые сезоны 2018-2021 гг. Лабораторное изучение химического состава методами титриметрии, ионной хроматографии, масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой проводилось в ПНИЛ гидрогеохимии ИШПР ТПУ. Микробиологический анализ (7 проб) производили после отбора проб без стадии хранения также в ПНИЛ гидрогеохимии ИШПР ТПУ. Для выявления микроорганизмов использовали жидкие и твердые селективные питательные среды. Методика определения и количественного учета бактерий исследуемых групп представлена в [3-4].

В настоящее время на территории Новосибирской области в разработке находятся три нефтяных месторождения: Верх-Тарское, Восточно-Тарское и Малоичское. На Верх-Тарском и Восточно-Тарском месторождениях (минерализация вод от 21,7 до 48,0 г/дм³) эксплуатируются залежи горизонта Ю₁ верхнеюрского возраста, а на Малоичском (минерализация вод от 58,0 до 71,1 г/дм³) – внутрипалеозойская залежь. Также на Верх-Тарском промысле в разработке находится залежь горизонта НГГЗК (по Е. Е. Даненбергу и А. Э. Конторовичу зона контакта отложений палеозоя и мезозоя или разновозрастный нефтегазоносный горизонт зоны контакта [5-6]).

Горизонт Ю₁ оксфордского регионального резервуара является основным продуктивным пластом и объектом разработки в исследуемом районе. Залежи разрабатываемых месторождений к настоящему времени практически полностью разбурены сеткой эксплуатационных скважин. Так, общий фонд скважин залежи пластов Ю₁¹ и Ю₁² Верх-Тарского нефтяного месторождения по состоянию на январь 2019 г. составляет 175 единиц, из них 134 действующих [7]. По состоянию на 01.01.2018 г. ее запасы нефти составляют: по категориям А+В1 (геологические/извлекаемые) – 39,980/10,898 млн. т, по категории В2 – 1,180/0,489 млн. т [8]. Последние результаты детальных геотермических, гидродинамических и гидрогеохимических исследований нефтегазоносных отложений изучаемого региона отражены в работах [9-13]. При этом отметим, что пластовые воды разрабатываемых нефтяных залежей относятся к нейтральным с величиной рН изменяющейся в интервале от 6,9 до 7,4; характеризуются Cl-Na составом с величиной общей минерализации от 21,7 до 71,1 г/дм³ и содержанием (мг/дм³): Si (13,0-22,4), NH₄ (29,8-86,0), I (5,7-14,0), Br (53,4-178,0), B (11,3-22,4) и Sr (153,9-396,4) [14].

В рамках настоящей работы рассмотрены бактерии, характерные для подземных природных вод. Они все осуществляют круговорот различных элементов – азота, железа, серы. Являясь непременным компонентом природных вод, бактерии формируют и изменяют химический и газовый состав вод. [15].

Комплекс изученных микроорганизмов включает автотрофные и гетеротрофные бактерии (табл. 1). Первые для процессов своей жизнедеятельности используют минеральное вещество - углекислый газ, образуя из него органическое вещество, идущее на построение органелл клеток и получение энергии. Вторые для процессов метаболизма (жизнедеятельности) потребляют готовое органическое вещество, присутствующее в воде, которое представлено большим разнообразием – нефтепродукты, нефть, целлюлоза, аминокислоты, жирные кислоты, карбоновые кислоты и пр. [16].

Гетеротрофы и автотрофы могут осуществлять процесс метаболизма, как в присутствии кислорода, так и в его отсутствии, соответственно разделяясь на аэробы и анаэробы. Каждая из представленных групп организмов выполняет свою функцию в местах их обитания в зависимости от физиологических потребностей. Микроорганизмы в окружающей среде осуществляют свои жизненные процессы в сообществах, формируя биоценозы, различной сложности. Поэтому при выполнении исследований состава вод и условий их формирования, оценки экологического состояния природных объектов, выявления коррозионных процессов и прочих задач необходимо изучение как можно более широкого комплекса микроорганизмов. Одной из важных групп микроорганизмов, изученных в данных водах, являются *сапрофиты*. Для процессов своей жизнедеятельности они используют преимущественно белковую органику. Являясь копиотрофами, они обитают в местах с большим количеством органического вещества. Конечным продуктом их метаболизма являются различные органические кислоты, а также аммиак, углекислота и др. [1]. Кроме того, они являются основными участниками процессов самоочищения водных экосистем [16].

В исследуемых водах *сапрофиты* пользуются повсеместным распространением. Их количество колеблется от 270 до 11500 КОЕ/мл. Наибольшая численность бактерий данной группы отмечена для Малоичского нефтяного месторождения в водах водозаборной скважины 94/4. В тоже время в водах водозаборной скважины №3 Верх-Тарского месторождения количество сапрофитов в 40 раз меньше, а в скв. 1В Восточно-Тарского нефтяного месторождения они практически отсутствуют. Различие в количестве бактерий этой группы определяется условиями среды их обитания – температура, рН, соленость, окислительно-восстановительный потенциал, наличие органического вещества. Весьма значительна роль сапрофитов в качестве индикаторов экологического состояния водных объектов. Учитывая классификацию вод по количеству сапрофитов [2] можно оценить наличие загрязнения и его степень. Так в водах скважины 94/4 Малоичского месторождения обнаружено более 11 тысяч клеток в 1 мл воды сапрофитных бактерий, соответственно, воды этой скважины характеризуется как «очень грязные». В тоже время в водах скважины №3 Верх-Тарского месторождения количество сапрофитов в 1000 раз меньше и воды можно отнести к категории «чистые».

Таблица 1

Характеристика микробиологического состава вод нефтяных месторождений
Новосибирской области (2021 г.)

№ п/п	Место отбора	Количество микроорганизмов, КОЕ/мл										
		Гетеротрофные группы бактерий									Автотрофные группы бактерий	
		Аэробные							Анаэробные	Аэробные		
		Сапрофиты (ОМЧ)	Олиготрофы	ИО	Аммонифицирующие*	Денитрифицирующие*	ЖБ		Нефтеокисляющие	СВБ (баллы)	Тионовые*	Нитрифицирующие
Жидкая среда	Агар											
Верх-Тарское нефтяное месторождение												
1	Подготоварная вода, центральный пункт сбора нефти, на насосе	360	70	0,2	10 ²	10 ²	101	0	0	10 ¹ (9)	0	105
2	Скв. №327	670	70	0,1	10 ⁰	10 ⁰	100	0	2400	10 ³ (6)	0	101
3	Водозабор, скв. №3	270	270	1	0	10 ³	103	160	1100	10 ¹ (5)	10 ⁵	105
Восточно-Тарское нефтяное месторождение												
4	Водозабор, скв. №1В	20*	0	-*	0	10 ⁰	105	0	730	0 (0)	0	105
Малоичское нефтяное месторождение												
5	Скв. №115, на водоводе	1700	30	0,02	100	10 ⁰	0	0	0	10 ⁴ (5)	10 ¹	102
6	Установка подготовки нефти, на насосе	680	0	-	100	102	100	0	110	10 ⁰ (15)	10 ⁴	105
7	Водозабор, скв. №94/4	11500	5900	0,51	10 ²	103	104	130	3000	10 ⁴ (8)	10 ³	105

ИО - Индекс олиготрофности; ЖБ – железобактерии; СВБ – сульфатовосстанавливающие бактерии

* - При обнаружении карликовых форм колоний и размере клеток менее 0,001 мм подсчет микроорганизмов не проводится.

Олиготрофы традиционно считаются автохтонной микрофлорой природных вод. По количественному соотношению олиготрофов и сапрофитов судят о наличии процессов самоочищения в водном объекте. Это соотношение представляет «индекс олиготрофности» (ИО). Процессы самоочищения осуществляются, если олиготрофы численно преобладают над сапрофитами, т.е. ИО больше, или равен единице [2]. Если индекс <1 , то процесс самоочищения отсутствует и происходит загрязнение вод органическим веществом. В водах изученных месторождений олиготрофные бактерии были обнаружены в 5 объектах, но только в одном из них (водозаборная скважина №3) происходят процессы самоочищения (ИО = 1). Вместе с тем олиготрофы выступают как показатель степени минерализации органического вещества [16].

Аммонифицирующие бактерии по типу питания являются гетеротрофами. Они осуществляют процессы разложения белка и других органических соединений азота с образованием аммиака. Большинство аммонификаторов – политрофы, которые могут использовать огромное количество самых разнообразных органических соединений, в том числе сахаров, органических кислот и др. Процесс аммонификации может происходить как в аэробных, так и анаэробных условиях. Форм, приспособленных к использованию только белков, немного. Процесс разложения весьма сложный, многоступенчатый, приводит сначала к образованию аминокислот. Последние в аэробных условиях могут быть полностью разрушены до CO_2 , H_2O и NH_3 , а в анаэробных разрушаются частично. Продуктом, во всех случаях присутствующим, является NH_3 . В водах изучаемых месторождений аммонифицирующие микроорганизмы обнаружены в 5 объектах из 7 в незначительном количестве – от 1 до 100 кл/мл. Присутствие аммонифицирующих бактерий в водах месторождений имеет большое практическое значение для повышения нефтеотдачи пластов [17].

В изучаемых месторождениях повсеместно, кроме Верх-Тарского, присутствуют *денитрифицирующие бактерии*. Они являются гетеротрофами и факультативными анаэробами. В качестве органического вещества используют большой набор органических веществ. В процессе своей жизнедеятельности они восстанавливают нитраты до свободного азота, причём источником энергии являются органические соединения нефти. Интенсивное развитие денитрификаторов приводит к адсорбции их биомассы в поровом пространстве коллектора, в результате чего снижается приёмистость, пористость, ухудшается профиль приёмистости скважин. В целом, количество этих бактерий на данном этапе эксплуатации незначительно и составляет от 1 до 1000 кл/мл [18].

Гетеротрофные железобактерии в исследуемых водах присутствуют в небольшом количестве от единиц до нескольких тысяч в 1мл воды. Максимальное количество их обнаружено в скв. 1В Восточно-Тарского месторождения – 100000 кл/мл. Следует заметить, что наибольшее содержание желе-

зобактерий наблюдается в водах водозаборных скважин Верх-Тарского и Малоичского нефтяных месторождений. Железобактерии поглощают железо в ионном состоянии и выделяют его в виде нерастворимого соединения в окружающую среду. Неравномерное отложение этих соединений приводит к тому, что значения их потенциалов становятся неодинаковыми. Так возникает электрохимическая гетерогенность поверхности, которая инициирует, а затем и усиливает коррозию. Железобактерии развиваются в интервале рН от 4 до 10. Колонии хорошо фиксируются визуально по их охристому цвету [19].

Нефтеоокисляющие микроорганизмы, учитывая их территориальную принадлежность к нефтяным месторождениям, могут рассматриваться в качестве аборигенной микрофлоры [16]. С этой позиции их количество в воде изученных скважин весьма незначительное, за исключением скважины 94/4 Малоичского месторождения. Такая ситуация может быть обусловлена отсутствием доступных источников питания углеводородного характера, в том числе и нефти, скорее всего загрязнение нефтепродуктами отсутствует. В водах изучаемых месторождений нефтеоокисляющие бактерии были обнаружены в 5 объектах из 7 в количестве от 110 до 3000 кл/мл. Микроорганизмы этой группы выявляли посевом вод скважин на нефтяной агар. Инкубировали посеvy при 22°C в течение двух недель и затем подсчитывали число выросших колоний, обращая внимание на их морфологию. При относительно высокой численности на нефтяном агаре преобладали мелкие 1.5-2 мм в диаметре выпуклые колонии бежевого цвета с фестончатым краем. На втором плане по численности были такие же по размеру белые, гладкие, выпуклые колонии с ровным краем. В глубине агара просматривались карликовые колонии олиготрофных бактерий. В соответствии с методикой их не подсчитывали. Такой пейзаж был характерен для воды всех изучаемых скважин. Размеры колоний свидетельствуют о недостатке подходящего органического питания.

Еще одна из важных групп гетеротрофов, обнаруженных в данных водах являются *сульфатвосстанавливающие бактерии* (СВБ) [3]. Их жизнедеятельность оказывает большое влияние на химический состав подземных вод и тесно связана с наличием органического вещества и сульфатов. Источниками органики для этой группы может служить значительный круг веществ, в том числе и дериваты нефти. В присутствии СВБ в подземных водах протекают инициированные ими сопряженные окислительно - восстановительные процессы, сопровождающиеся окислением органического вещества и восстановлением сульфатов. При этом сульфаты могут быть восстановлены до сульфидов или свободного сероводорода. Сероводород, являясь сильным восстановителем, способствует созданию среды с высокой коррозионной активностью. По этой причине деятельности СВБ в нефтяном пласте придается большое значение. Размножение этих бактерий в определяющей степени зависит от условий окружающей среды: величины окислительно - восстановительного потенциала, температуры, органического вещества. Кислород для них губителен [20]. Изученные месторождения отличаются по количеству и активности сульфатвосстанавливающих бактерий. Так, в водах водозаборной скважины 94/4 и скважине 115 на водоводе Малоичского

месторождения наблюдалась самая высокая численность сульфатвосстанавливающих бактерий, но самая низкая их активность. В то же время в воде установки подготовки нефти на насосе того же месторождения содержатся единичные клетки, но с максимальной активностью – 15 баллов. В водах Верх-Тарского месторождения количество бактерий на порядок ниже чем в предыдущем случае при сравнительно одинаковой их активности. Неприятностей, связанных с деятельностью сульфатвосстанавливающих бактерий, при такой ситуации следует ожидать на Малоичском месторождении. Это будет связано с загрязнением пластовых вод сероводородом.

Нельзя забывать о коррозионной активности этих бактерий. Их количество невелико, но их свойства позволяют им обозначать свою роль в пространстве за счет создания анаэробных условий и сероводорода. Эти бактерии весьма приспособляемы, проявляют устойчивость к бактерицидам. Присутствие в воде даже нескольких десятков клеток могут за короткий промежуток времени превратиться в сотни тысяч. Одним из опасных свойств сульфатвосстанавливающих бактерий является их феноменальная способность к образованию биопленок. Во избежание такой ситуации необходимо постоянное наблюдение, как за количеством сульфатвосстанавливающих бактерий, так и их активностью.

Еще одним участником круговорота серы являются *тионовые бактерии* (ТБ). Они являются автотрофами, использующие углекислый газ для реконструкции своих клеток. К тому же ТБ еще и аэробы, окисляющие серу до серной кислоты, формируя тем самым кислую агрессивную среду. Они обнаружены во всех точках наблюдения только в водах Малоичского нефтяного месторождения в количестве от 10 до 10000 кл на мл, а также в водах водозаборной скважины Верх-Тарского месторождения и достигли 100000 кл/мл. Их деятельность локализуется в водах водозаборных скважин, т.к. там имеется достаточное количество кислорода для их развития и есть вероятность зарождения очагов коррозии [4].

Повсеместно в изучаемых водах были обнаружены *нитрифицирующие бактерии*. Причем их количество наиболее высокое по сравнению с бактериями других изученных групп, достигающее 100000 кл/мл. Жизнедеятельность данной группы создает условия для накопления азотной кислоты и резкого снижения величины рН вод. Это происходит в процессе превращения аммиака в нитраты. Данный момент весьма существенен, так как вода приобретает коррозионную способность, обусловленную микроорганизмами [4].

Микробное население подземных вод нефтяных месторождений играет важную роль в значительной степени определяя качество вод и усиливая процессы коррозии. Эти процессы усиливаются под влиянием техногенной нагрузки, глубины залегания подземных вод, изменении их химического состава, температуры и других факторов. Изучение микробиоты подземных вод месторождения важно и с позиции их как биодеструкторов, деятельность которых может на десятки лет сокращать расчетные сроки жизни подземных сооружений и конструкций [21] При этом затраты на поддержание и ремонт подобных сооружений крайне велики. На сегодняшний день биокоррозия считается ключевым процессом в разрушении сооружений и конструкций, находящихся в подземном

пространстве [21]. Для предупреждения развития коррозионных процессов важно оценить степень их опасности. В результате многолетних наблюдений установлено, что микроорганизмы в количестве 10^2 кл/мл могут спланиваться и образовывать бактериальные сообщества, которые проявляются в виде пленки или осадка, или хлопьев на стенках сосудов. Это сообщество способно противостоять значительным внешним физическим воздействиям. По этой причине возрастает опасность развития коррозионных процессов в области контакта вод с различными поверхностями. На основе практических данных по распространенности и активности бактерий выделены критерии оценки развития коррозионной опасности (впервые Наливайко Н.Г., Хвощевская А.А.), представленные в табл. 2.

Таблица 2

Критерии коррозионной опасности по содержанию микроорганизмов в природных подземных водах

Количество микроорганизмов, кл/мл	Степень коррозионной опасности водной среды
0 – 10^1	Опасность отсутствует
10^1 – 10^2	Начальные признаки опасности
10^3 – 10^4	Опасная
10^5 и более	Очень опасная

Учитывая данные критерии и проведя ранжирование вод изученных месторождений по степени коррозионной опасности водной среды и возможности развития в них этих процессов установили, что из всех исследованных групп микроорганизмов наибольшая опасность исходит от деятельности нитрифицирующих бактерий и это характерно для вод всех скважин.

Таким образом, исходя из полученных результатов, можно сделать следующие выводы. В исследуемых водах всех месторождений наблюдается присутствие микроорганизмов, участвующих в круговороте азота, серы, железа и углерода. Их жизнедеятельность указывает на вероятность развития коррозионных процессов в водопроводящих системах. Негативные действия могут проявляться в виде появления на металлическом оборудовании ржавых участков и каверн, образованием в водопроводящих системах биопленок, затрудняющих скорость движения воды, что приводит к ухудшению качества воды (появление неприятного запаха, привкуса, увеличение мутности), изменению ее химического состава и выходу из строя оборудования.

Отмеченные особенности указывают на необходимость мониторинга за микробиологическим и химическим составом вод данных месторождений.

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025, РФФИ и Правительства Новосибирской области в рамках гранта № 19-45-540006 и Государственного Задания РФ «Наука» в рамках проекта № FSWW-0022-2020.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Иванов М.В, Горленко В.М. Изучение микробиологического образования H₂S в месторождениях с применением S3504- // Микробиология. – 1966. – Т.35. – №1. – С. 146-149.
2. Иванов М.В, Беляев С.С., Лауринавичус К.С., Образцова А.Я., Горлатов С.Р. Распространение и геохимическая деятельность микроорганизмов в заводняемом нефтяном месторождении // Микробиология. – 1982. – Т.51. – Вып.2. – С. 336-341.
3. Розанова Е.П., Назина Т.Н. Современные представления о сульфатовосстанавливающих бактериях // Хемосинтез. – М.: «Наука», 1989. – С.199-227.
4. Крамаренко Л.Е. Геохимическое и поисковое значение микроорганизмов подземных вод. – Ленинград: «Недра», 1983. – 179 с.
5. Биджаков В.И., Даненберг Е.Е., Иванов И.А., Тищенко Г.И. Нефтегазоносность верхней части палеозоя юго-востока Западно-Сибирской плиты // Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: СО РАН, 1981. – С. 116-121.
6. Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е., Краснов В.И., Перозио Г.Н. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского срединного массива) // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. – Новосибирск: СО РАН, 1991. – С. 152-171.
7. Novikov D.A., Pavlova S.A., Yu Kuznetsov D., Ryzhkova S.V., Chernikov A.A. Contemporary development state of reservoir Yu1, the Verkh-Tarskoe oilfield (south of Western Siberia) // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – V. 1451(1). – № 012008.
8. Месторождения (разрабатываемые) [Электронный ресурс]. URL: <https://www.novng.ru/production/deposits/> (дата обращения 10.08.2020).
9. Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. О геотермической зональности нефтегазоносных отложений северо-западных районов Новосибирской области // Известия Вузов. Нефть и газ. – 2018. – № 5. – С. 69–76.
10. Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Сесь К.В., Ефимцев Н.А., Шохин А.Е. Нефтегазовая гидрогеохимия доюрских комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 12. – С. 39–54.
11. Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Рыжкова С.В. Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 85–94.
12. Новиков Д.А., Шохин А.Е., Черников А.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья // Известия Вузов. Нефть и газ. – 2019. – № 4 (136). – С. 70–81.
13. Садыкова Я.В., Фомин М.А., Рыжкова С.В., Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Прогноз нефтегазоносности юрских и палеозойских отложений южных районов Западно-Сибирского бассейна // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 9. – С. 114–127.
14. Новиков Д.А., Пыряев А.Н., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф., Рыжкова С.В. Первые данные по изотопному составу пластовых вод разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 2. – С. 59-72.
15. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. 2-е изд., исправл. и доп. – М.: Недра, 1998. – 366 с.
16. Розанова Е.П. Кузнецов С.И. Микрофлора нефтяных месторождений. – М.: Наука, 1974. – 198 с.
17. Беляев С.С., Иванов В.М. Современная геохимическая деятельность микроорганизмов в разрабатываемом нефтяном месторождении и возможность ее регуляции // Геохимия. – 1990. – №11. – С. 1618-1625.

18. Назина Т.Н. Анаэробная микрофлора терригенных нефтяных пластов. // Дис. к.б.н. – М. 1983. – 202 с.
19. Назина Т.Н., Иванова А.Е., Голубева О.В., Иббатулин Р.Р., Беляев С.С., Иванов М.В. Распространение сульфат- и железоредуцирующих бактерий в пластовых водах Ромашкинского месторождения // Микробиология. – 1995. – Т.64. – №5. – Вып. 2. – С 245-251.
20. Заварзин Г.А. Литотрофные микроорганизмы. М.: Наука, 1972. 323 с.
21. Дашко Р.Э., Власов Д.Ю., Шидловская А.В. Геотехника и подземная микробиота: Институт «ПИ Геореконструкция» - СПб, 2014. – 279 с.

REFERENCES

1. Ivanov M.V, Gorlenko V.M. Izuchenie mikrobiologicheskogo obrazovaniya H₂S v mestorozhdeniyah s primeneniem S3504- // Mikrobiologiya. – 1966. – Т.35. – №1. – S. 146-149.
2. Ivanov M.V, Belyaev S.S., Laurinavichus K.S., Obrazcova A.YA., Gorlatov S.R. Rasprostranenie i geohimicheskaya deyatelnost' mikroorganizmov v zavodnyayem neftyanom mestorozhdenii // Mikrobiologiya. – 1982. – Т.51. – Вып. 2. – S. 336-341.
3. Rozanova E.P., Nazina T.N. Sovremennye predstavleniya o sul'fatvosstanavlivayushchih bakteriyah // Hemosintez. – М.: «Наука», 1989. – S.199-227.
4. Kramarenko L.E. Geohimicheskoe i poiskovoe znachenie mikroorganizmov podzemnyh vod. – Leningrad: «Nedra», 1983. – 179 s.
5. Bidzhakov V.I., Danenberg E.E., Ivanov I.A., Tishchenko G.I. Neftegazonosnost' verhnjej chasti paleozoya yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoj plity // Neftegazonosnost' Sibiri i Dal'nego Vostoka. – Novosibirsk: SO RAN, 1981. – S. 116-121.
6. Kontorovich A.E., Ivanov I.A., Koveshnikov A.E., Krasnov V.I., Perozio G.N. Geologicheskie usloviya neftegazonosnosti verhnjej chasti paleozojskogo razreza Zapadnoj Sibiri (na primere Mezhovskogo sredinnogo massiva) // Teoreticheskie i regional'nye problemy geologii nefti i gaza. – Novosibirsk: SO RAN, 1991. – S. 152-171.
7. Novikov D.A., Pavlova S.A., Yu Kuznetsov D., Ryzhkova S.V., Chernikov A.A. Contemporary development state of reservoir Yu1, the Verkh-Tarskoe oilfield (south of Western Siberia) // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – V. 1451(1). – № 012008.
8. Mestorozhdeniya (razrabatyvaemye) [Elektronnyj resurs]. URL: <https://www.novng.ru/production/deposits/> (data obrashcheniya 10.08.2020).
9. Novikov D.A., Ryzhkova S.V., Dul'cev F.F., CHernyh A.V. O geotermicheskoj zonal'nosti neftegazonosnyh otlozhenij severo-zapadnyh rajonov Novosibirskoj oblasti // Izvestiya Vuzov. Neft' i gaz. – 2018. – № 5. – S. 69–76.
10. Novikov D.A., Ryzhkova S.V., Dul'cev F.F., CHernyh A.V., Ses' K.V., Efimcev N.A., SHohin A.E. Neftegazovaya gidrogeohimiya doyrskih kompleksov yuzhnyh rajonov Ob'-Irtyskogo mezhdurech'ya // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2018. – Т. 329. – № 12. – S. 39–54.
11. Novikov D.A., Dul'cev F.F., CHernyh A.V., Ryzhkova S.V. Gidrodinamicheskie osobennosti neftegazonosnyh otlozhenij yuzhnyh rajonov Ob'-Irtyskogo mezhdurech'ya // Georesursy. – 2019. – Т. 21. – № 4. – S. 85–94.
12. Novikov D.A., SHohin A.E., CHernikov A.A., Dul'cev F.F., CHernyh A.V. Geohimiya vorastvorennyh gazov neftegazonosnyh otlozhenij yuzhnyh rajonov Ob'-Irtyskogo mezhdurech'ya // Izvestiya Vuzov. Neft' i gaz. – 2019. – № 4 (136). – S. 70–81.
13. Sadykova YA.V., Fomin M.A., Ryzhkova S.V., Novikov D.A., Dul'cev F.F., CHernyh A.V. Prognoz neftegazonosnosti yurskih i paleozojskih otlozhenij yuzhnyh rajonov Zapadno-Sibirskogo bassejna // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2019. – Т. 330. – № 9. – S. 114–127.
14. Novikov D.A., Pyryaev A.N., CHernyh A.V., Dul'cev F.F., Ryzhkova S.V. Pervye dannye po izotopnomu sostavu plastovyh vod razrabatyvaemyh neftyanyh mestorozhdenij Novosibirskoj ob-

lasti // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2021. – T. 332. – № 2. – S. 59-72.

15. SHvarcev S.L. Gidrogeohimiya zony gipergeneza. 2-e izd., ispravl. i dop. – M.: Nedra, 1998. – 366 s.

16. Rozanova E.P. Kuznecov S.I. Mikroflora neftyanyh mestorozhdenij. – M.: Nauka, 1974. – 198 s.

17. Belyaev S.S., Ivanov V.M. Sovremennaya geohimicheskaya deyatel'nost' mikroorganizmov v razrabatyvaemom neftyanom mestorozhdenii i vozmozhnost' ee regulyacii // Geohimiya. – 1990. – №11. – S. 1618-1625.

18. Nazina T.N. Anaerobnaya mikroflora terrigennyh neftyanyh plastov // Dis. k.b.n. – M., 1983. – 202 s.

19. Nazina T.N., Ivanova A.E., Golubeva O.V., Ibbatulin R.R., Belyaev S.S., Ivanov M.V. Rasprostranenie sul'fat- i zhelezoreduciruyushchih bakterij v plastovyh vodah Romashkinskogo mestorozhdeniya // Mikrobiologiya. – 1995. – T.64. – №5. – Vyp. 2. – S 245-251.

20. Zavarzin G.A. Litotrofnye mikroorganizmy. – M.: Nauka, 1972. – 323 s.

21. Dashko R.E., Vlasov D.YU., Shidlovskaya A.V. Geotekhnika i podzemnaya mikrobiota: Institut «PI Georekonstruktsiya» - SPB, 2014. – 279 s.

© Н. Г. Наливайко, И. А. Гостева, Д. А. Новиков,
А. В. Черных, А. А. Хващевская, С. А. Павлова, 2021

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ (Н, О И С) ПРИРОДНЫХ ВОД НОВОСИБИРСКОЙ ГОРОДСКОЙ АГЛОМЕРАЦИИ

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, к.г.-м.н., зав. лабораторией, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа и кафедры общей и региональной геологии

Александр Николаевич Пыряев

Институт геологии и минералогии им. В. С. Соболева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.х.н., научный сотрудник, e-mail: pyrayev@igm.nsc.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, ассистент кафедры химической и биологической физики

Федор Федорович Дульцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Анатолий Витальевич Черных

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Анна Федоровна Сухорукова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, к.г.-м.н., научный сотрудник, e-mail: SukhorukovaAF@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры общей и региональной геологии

Антон Сергеевич Деркачев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, инженер, e-mail: DerkachyovAS@ipgg.sbras.ru

Анастасия Алексеевна Максимова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, инженер, e-mail: rock.nastaya64@gmail.com

В работе представлены первые данные по региональному распределению изотопного состава кислорода и водорода вод, а также углерода водорастворенной углекислоты в природных поверхностных и подземных инфильтрационных водах Новосибирской городской агломерации. Для представленной выборки проб получен вектор изменения значений δD и $\delta^{18}O$ в изучаемом регионе от -112 до -126 ‰ и от -14 до -16 ‰, соответственно. Водорастворенная углекислота изученных вод имеет ожидаемый биогенный генезис, изотопный состав углерода ($\delta^{13}C$ от -14,0 до -7,0 ‰) указывает на ее участие в процессах силикат-карбонатного выветривания.

Ключевые слова: поверхностные и подземные воды, стабильные изотопы кислорода, водорода, углерода, Новосибирская городская агломерация, Западная Сибирь

ISTOPIC COMPOSITION (H, O AND C) OF NATURAL WATERS OF THE NOVOSIBIRSK CITY AGLOMERATION

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., PhD, head of the laboratory, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., associate professor

Aleksandr N. Pyrayev

Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Researcher, e-mail: pyrayev@igm.nsc.ru
Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., assistant

Fedor F. Dultsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Anatoliy V. Chernykh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Anna F. Sukhorukova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Researcher, e-mail: SukhorukovaAF@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., associate professor

Anton S. Derkachov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., engineer, e-mail: DerkachovAS@ipgg.sbras.ru

Anastasia A. Maksimova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., engineer, e-mail: rock.nastaya64@gmail.com

The paper presents the first data on the regional distribution of the isotopic composition of oxygen and hydrogen in waters, as well as the carbon of water-dissolved carbon dioxide in natural surface and underground infiltration waters of the Novosibirsk urban agglomeration. For the presented sample of samples, the vector of changes in the values of δD and $\delta^{18}O$ in the studied region was obtained from -112 to -126 ‰ and from -14 to -16 ‰, respectively. The water-dissolved carbon dioxide of the studied waters has the expected biogenic genesis, the isotopic composition of carbon ($\delta^{13}C$ from -14.0 to -7.0 ‰) indicates its participation in the processes of silicate-carbonate weathering.

Keywords: surface and underground waters, stable isotopes of oxygen, hydrogen, carbon, Novosibirsk urban agglomeration, Western Siberia

Локальные линии метеорных вод (LMWL – Local meteoric water line) [1-7] являются важным инструментом при интерпретации генезиса природных вод, поскольку дают представление о распределении стабильных изотопов кислорода и водорода в атмосферных осадках заданного региона, что позволяет с высокой достоверностью выделить из ряда полученных данных воды, отвечающие метеорному происхождению. Относительные концентрации изотопов D и ^{18}O в метеорных водах, определяемые условиями формирования и выпадения атмосферных осадков, также имеют тенденцию к региональному (территориальному) распределению. Они могут существенно различаться внутри заданной области как ввиду проявления высотных градиентов, так и за счет постепенного изменения (облегчения) изотопного состава атмосферных осадков по мере перемещения облаков от места их формирования к точке их полной разгрузки [1]. Сочетание актуальной локальной линии метеорных вод с картой регионального распределения изотопного состава кислорода и водорода атмосферных осадков позволит более достоверно интерпретировать генезис вод изучаемого региона, обозначать с большей вероятностью области питания и разгрузки выбранных водопунктов.

В настоящей работе предпринята попытка обозначить вектор изменения регионального распределения изотопного состава кислорода и водорода поверхностных вод Новосибирской области, выявить влияние эффекта эвапотранспирации вод, а также их взаимодействия с окружением на основании данных по изотопному составу водорастворенного углерода.

В течение 2019-2021 гг. было проведено обширное исследование поверхностных и подземных вод Новосибирской городской агломерации (НГА). Была собрана представительная коллекция из более 200 проб, характеризующих поверхностные и подземные воды. Часть полученных данных, дающих общее представление о распределении относительных концентраций стабильных изотопов в природных водах, приведена в настоящей работе. Для удаления песка, мелкодисперсных взвесей и возможных примесей на месте отбора пробы фильтровались через целлюлозный фильтр (0,45 мкм) с помощью системы вакуумной фильтрации, собирались в герметичные пробирки 50 мл, пробки запечатывались парафильмом (parafilm) для минимизации газообмена с окружением при транспортировке и хранении. Исследование изотопного состава кислорода, водорода вод, а также углерода водорастворенной углекислоты (DIC – dissolved inorganic carbon) проводилось в Аналитическом центре МИИ Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН на изотопном масс-спектрометре FinniganTM MAT 253, снабженном приставками пробоподготовки H/Device и GasBench II. Значения δD , $\delta^{18}\text{O}$ и $\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ определяли в соответствии с известными методиками [8-12]. Все измерения проводились относительно материалов сравнения Международного агентства по атомной энергии [13]: NBS-18 и NBS-19 - при измерениях $\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ в водах; VSMOW2, SLAP2 и GISP – при измерениях δD и $\delta^{18}\text{O}$ в водах. Погрешность измерений не превышала 0,2 ‰ при анализе изотопного состава углерода, 0,3 ‰ – кислорода и 2 ‰ – водорода.

Расположение точек отбора указано на рисунке 1 а. Изотопная характеристика отобранных проб приведена в таблице 1. Для выявления стабильности изо-

топных характеристик у некоторых водопунктов пробоотбор проводился за 2019 и 2020 годы. Пробоотбор по возможности проводился как из поверхностных водоемов, так и из близлежащих скважин.

Отобранные воды имеют выраженную щелочную среду (рН изменяется в диапазоне от 7,4 до 8,4), величина общей минерализации варьирует в диапазоне от 214 до 712 мг/дм³. Превалирующими анионами в большинстве вод выступают HCO_3^- и SO_4^{2-} , содержание которых колеблется от 137 до 442 мг/дм³ и от 4,6 до 96 мг/дм³, соответственно, при мольном соотношении $\text{SO}_4^{2-}/\text{HCO}_3^-$ от 0,01 до 0,16. Углекислый газ и карбонат-ион в водах присутствуют либо в следовых количествах, либо ниже порога определения. Концентрация DIC в водах, рассчитанная как сумма диссоциатов угольной кислоты ($\text{CO}_2 + \text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}$), изменяется от 2,3 до 8,5 ммоль/дм³. Воды характеризуются диапазоном значений δD и $\delta^{18}\text{O}$ от -139,4 до -112,5 ‰ и от -18,9 до -14,4 ‰, соответственно при $\delta^{13}\text{C}$ от -14,0 до -7,0 ‰.

Несмотря на достаточно широкий диапазон вариации изотопного состава кислорода и водорода в исследованных водах, все пары значений $\delta\text{D}-\delta^{18}\text{O}$ для них ложатся очень близко к глобальной [14] и локальной [15] линиями метеорных вод (см. рис 1б.), что подтверждает метеорное происхождение поверхностных вод и инфильтрационное – для подземных [16]. Небольшой положительный кислородный сдвиг (0,1-1 ‰) относительно GMWL, выраженный, в первую очередь, для поверхностных вод, по-видимому, является следствием эффекта испарения вод [1]. Важно отметить, что имеющаяся на текущий момент линия локальных метеорных вод [15], не обновлялась с 90-х годов прошлого столетия, что поднимает вопрос о необходимости ее актуализации, обновления и также является одной из задач настоящего исследования: на текущий момент проводится сбор и анализ соответствующего материала.

Представленные в настоящей работе данные дают представление не только об общем распределении изотопного состава кислорода и водорода в метеорных водах, но также позволяют создать модель их регионального распределения. Поскольку эффект эвапотранспирации может существенно сказаться на изотопном составе вод, питающих поверхностные водоемы [17], интерес представляло сравнить изотопный состав поверхностных и подземных вод неглубоких водоносных горизонтов. Считается, что изотопный состав вторых, питающихся за счет инфильтрации атмосферных осадков через зону аэрации, в целом характеризуют средневзвешенные по сезонам года концентрации тяжелых изотопов в атмосферных осадках данного региона [1]. Соответственно, получаемая дельта в значениях δD и $\delta^{18}\text{O}$ для поверхностных и неглубоко залегающих подземных вод даст представление о проявлениях эффектов эвапотранспирации.

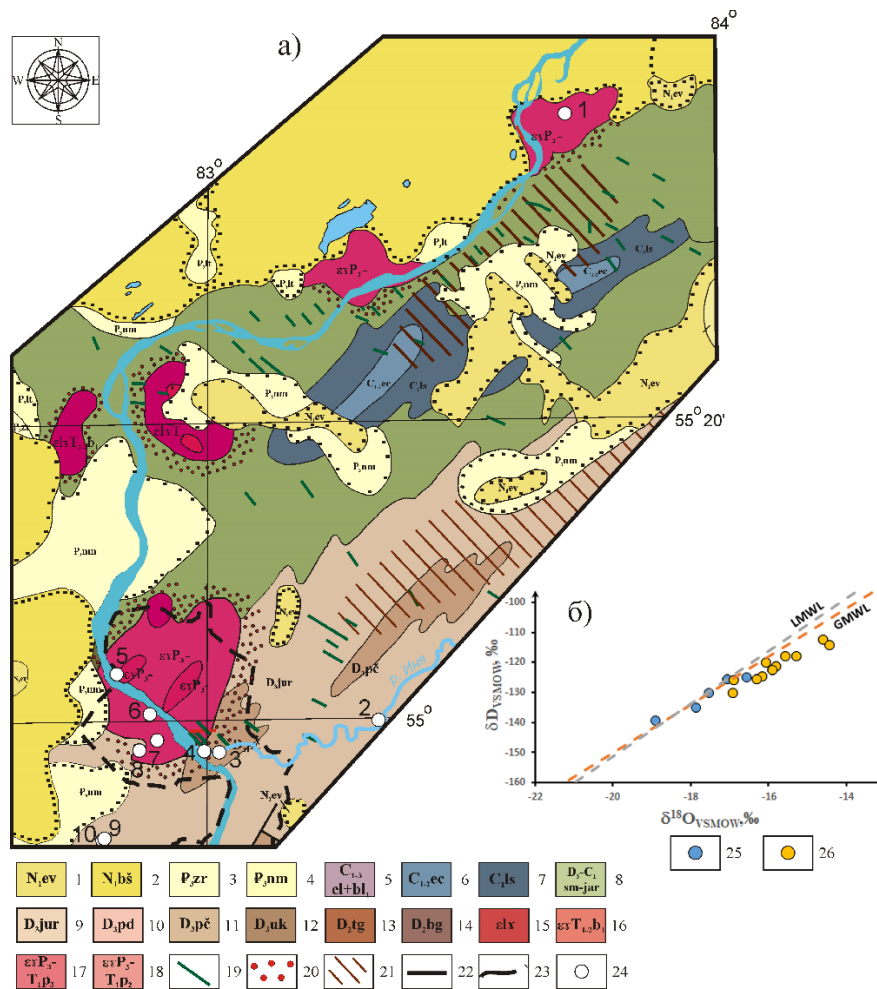


Рис. 1: а – карта-схема отбора проб (описание представлено в таблице 1); б – Значения δD и $\delta^{18}O$ для природных вод Новосибирской агломерации относительно GMWL [14] и LMWL [15].

1 – евсинская свита (N_{1ev}); 2 – бещеульская свита ($N_{1bš}$); 3 – журавская свита (P_{3zr}); 4 – новомихайловская свита (P_{3nm}); 5 – Елбашинская свита и нижнебалахонская подсерия объединенные ($C_{1-3el-bl_1}$); 6 – евсеевский горизонт (C_{1-2ec}); 7 – лагерносадская (мильтюшинская) толща (C_{1ls}); 8 – саламатовская и ярская толщи нерасчлененные ($D_3-C_1sm-jar$); 9 – юргинская свита (D_{3jur}); 10 – подонинская свита (D_{3pd}); 11 – пачинская свита ($D_{3pč}$); 12 – укропская свита (D_{3uk}); 13 – тогучинская свита (D_{2tg}); 14 – буготакская свита (D_{2bg}); Барлакский гранит -лейкогранитовый мезоабисальный комплекс: 15 – вторая фаза, монцолейкограниты и лейкограниты биотитовые среднезернистые, реже монцограниты биотитовые и амфибол-биотитовые ($εγT_{1-2b_2}$); 16 – первая фаза, монцолейкограниты и лейкограниты биотитовые среднезернистые, реже монцограниты биотитовые и амфибол-биотитовые ($εγT_{1-2b_1}$); Приобский монцодиорит-граносиенит-гранитовый мезоабисальный комплекс: 17 – вторая фаза, монцограниты, граносиениты, граниты, гранодиориты амфиболовые среднезернистые, порфиоровидные с директивной текстурой ($εγP_3-T_{1p_2}$); 18 – третья фаза, монцограниты биотитовые мелкозернистые ($εγP_3-T_{1p_3}$); Буготакско-тогучинский риодацит-базальтовый комплекс: 19 – дайки; 20 – контактовые роговики и роговикованные породы; 21 – позднемеловая – эоценовая кора выветривания; 22 – разломы; 23 – административная граница г. Новосибирска; 24 – местоположение объектов исследования: 1 – п. Новобибеево; 2 – Инские источники; 3 – р. Иня; рядом с мостом Бердского шоссе; 4 – Карьер Борок; 5 – р. Обь, Заельцовский бор, вблизи детской железной дороги; 6 – затон № 3 (Яринский); 7 – р. Тула (около моста, ул. Сибиряков Гвардейцев), 8 – р. Тула (рядом с кольцом по ул. Петухова, СНТ Полянка); 9 – р. Тула до Святого источника; 10 – Святой источник, с. Верх-Тула; 25 – подземные воды; 26 – поверхностные воды.

Таблица 1

Характеристика стабильных изотопов Н, О и С для природных вод Новосибирской городской агломерации

№ пробы на карте	Описание пробы	δD , ‰	$\delta^{18}O$, ‰	DIC, ммоль/л	SO_4^{2-} , ммоль/дм ³	$\delta^{13}C_{DIC}$, ‰
1	с. Новобобьево, р. Ояш – 2019 г.	-118,0	-15,3	5,6	0,1	-10,8
	с. Новобобьево, р. Ояш – 2020 г.	-112,5	-14,6	5,4	0,1	-11,7
	с. Новобибеево, ул. Набережная, скважина глубиной 7,5 м – 2019 г.	-124,9	-16,6	3,4	0,9	-12,5
	с. Новобибеево, ул. Советская 36а – 2020 г.	-125,5	-17,1	6,9	0,3	-13,2
2	р. Иня – восток – 2019 г.	-114,2	-14,4	6,4	1,0	-7,0
	р. Иня – восток – 2020 г.	-117,9	-15,6	6,1	0,5	-9,4
	Станция Геодезическая, скважина глубиной 80 м – 2019 г.	-135,1	-17,9	5,8	0,1	-11,4
	полигон СГУПС, скважина глубиной 76 м – 2020 г.	-130,1	-17,5	6,4	0,3	-11,9
3	р. Иня – рядом с Обью – 2019 г.	-125,8	-16,9	3,1	0,4	-10,5
4	Карьер Борок, техногенное озеро – 2019 г.	-122,4	-15,9	6,3	1,0	-11,2
5	р. Обь – 2019 г.	-121,2	-15,8	2,3	0,3	-10,9
6	Яринский затон – 2019 г.	-120,0	-16,2	2,3	0,2	-11,4
7	р. Тула (ул. Сибиряков Гвардейцев) – 2019 г.	-124,7	-16,2	6,3	0,8	-12,9
8	р. Тула (ул. Петухова) – 2019 г.	-130,1	-16,9	6,9	0,8	-12,6
9	р. Тула до Святого источника – 2019 г.	-125,7	-16,3	5,8	0,5	-12,5
10	с. Верх-Тула, Святой источник – 2019 г.	-139,4	-18,9	8,5	0,1	-14,0

Анализ данных, приведенных в таблице 1, показывает, что для поверхностных вод северной и восточной части Новосибирской области характерен наиболее тяжелый изотопный состав кислорода и водорода. Водам рек Ояш ($\delta D = -118,0$ ‰ и $\delta^{18}O = -15,3$ ‰) и Иня ($\delta D = -114,2$ ‰ и $\delta^{18}O = -14,4$ ‰) за 2019 год соответствуют самые высокие относительные концентрации тяжелых изотопов D и ^{18}O из всех исследованных (точки 1 и 2 на карте – рис. 1а). Очень близкие значения δD и $\delta^{18}O$ для вод указанных водоемов были получены и в 2020 г. ($\delta D = -112,5$ ‰ и $\delta^{18}O = -14,6$ ‰ для р. Ояш; $\delta D = -117,9$ ‰ и $\delta^{18}O = -15,6$ ‰ для р. Иня), что указывает на довольно высокую стабильность этих показателей из года в год. Сравнение значений δD и $\delta^{18}O$ для вод рек с данными для скважин, экс-

плуатирующих верхние водоносные горизонты этих же территорий, показывает существенное обогащение подземных вод легкими изотопами в последних: -124,9 и -16,6 ‰ для скважины в с. Новобобиево (рядом с р. Ояш); -135,1 и -17,9 ‰ для скважины на полигоне СГУПС (рядом с р. Иня). По аналогии, данные для этих скважин за 2020 год имеют очень близкие значения: -125,5 и -17,1 ‰ соответственно для скважины в с. Новобобиево; -130,1 и -17,5 ‰ для скважины на полигоне СГУПС.

Различие изотопного состава поверхностных и подземных вод составляет от 7 до 21 ‰ по водороду (14 ‰ в среднем) и от 1,3 до 3,4 ‰ по кислороду (2,4 ‰ в среднем), что, вероятно, является следствием наложения эффектов испарения и транспирации поверхностных вод теплого времени года. Иными словами – смещением акцента питания подземных вод к осадкам холодного времени года. Поскольку существенных перепадов высот, способных оказать влияние через высотный градиент [1], в пределах изученного региона не наблюдается (разница высот относительно уровня моря для всех указанных точек не превышала 50 м), этот фактор влияния не учитывался.

Перемещение на юг от с. Новобобиево и на запад от восточной части р. Иня приводит к обогащению поверхностных вод легкими изотопами кислорода и водорода. Комплекс точек 3-5 на рис. 1а образует изотопную изолинию, имеющую узкий диапазон значений δD от -125,8 до -121,2 ‰ и $\delta^{18}O$ от -15,8 до -16,9 ‰, очень близких к относительным концентрациям изотопов D и ^{18}O для реки Обь в городской черте ($\delta D = -121,2$ ‰ и $\delta^{18}O = -15,8$ ‰).

Для характеристики изотопного состава кислорода и водорода поверхностных вод левого берега р. Обь на текущий момент представлены данные для Яринского затона, практически повторяющего изотопный состав р. Обь ($\delta D = -120,0$ ‰ и $\delta^{18}O = -16,1$ ‰), а также несколько точек, отобранных при движении на юго-восток против течения притока Оби – р. Тула: на ул. Сибиряков-гвардейцев ($\delta D = -124,7$ ‰ и $\delta^{18}O = -16,2$ ‰. Точка 7 на карте) и ул. Петухова ($\delta D = -130,1$ ‰ и $\delta^{18}O = -16,9$ ‰. Точка 8 на карте). Тем не менее, здесь важно заметить, что чрезвычайное обогащение вод р. Тула в точке 8 (ул. Петухова) легкими изотопами кислорода и водорода отчасти обусловлено примесью изотопно-легких вод Святого Источника ($\delta D = -139,4$ ‰ и $\delta^{18}O = -18,9$ ‰. Точка 10), расположенного выше по течению относительно точки 8 и являющегося показателем подземных вод фонового состава юго-востока Новосибирской городской агломерации [18-21]. Поэтому более корректным будет проводить сравнение изотопного состава вод р. Тула в точке 7 с ее водами, отобранными до Святого источника ($\delta D = -125,7$ ‰ и $\delta^{18}O = -16,3$ ‰. Точка 9 на карте). Видно, что перемещение на юго-восток по карте Новосибирской области приводит к постепенному обеднению поверхностных вод тяжелыми изотопами кислорода и водорода.

Полученные результаты распределения изотопов кислорода и водорода в поверхностных водах крайне интересны, поскольку преобладающим направлением движения облаков, несущих атмосферные осадки, в Новосибирской области является с юго-запада на северо-восток, что должно приводить к диаметрально противоположной картине распределения изотопных концентраций. Воз-

можно, это обусловлено малой выборкой данных на текущий момент и требует дополнительных исследований.

Изотопный состав углерода DIC изученных вод варьирует в довольно узком диапазоне (значения $\delta^{13}\text{C}$ изменяются от -14,0 до -7,0 ‰). При этом содержание водорастворенной формы углерода в водах превышает естественную его концентрацию в дождевой воде (10^{-2} ммоль/дм³ [22]) на 2-3 порядка, что указывает на явное участие почвенной углекислоты в формировании DIC изученных вод. Значения $\delta^{13}\text{C}$ являются характерными для смешанного карбонат-силикатного выветривания пород с участием биогенной углекислоты, высвобождаемой из останков растений типа C₃ [22].

Таким образом, в настоящей работе на текущий момент изучен изотопный состав кислорода, водорода вод, а также углерода DIC ограниченной выборки образцов, отобранных на территории НГА. Полученные результаты дают представление о региональном распределении изотопов в поверхностных водах региона. Показано закономерное различие в изотопном составе поверхностных и вод неглубоких подземных водоносных горизонтов, связанное с эффектами эвапотранспирации, а также постепенное обеднение всех изученных вод тяжелыми изотопами кислорода и водорода в юго-западном направлении. Изотопный состав углерода DIC в изученных водах является вполне ожидаемым и указывает на биогенное происхождение углекислоты и преобразование изотопного состава ее углерода в ходе карбонат-силикатного выветривания. Полученные результаты и сделанные выводы на текущий момент следует рассматривать как промежуточные ввиду неширокой выборки имеющихся данных.

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025, РФФИ и Правительства Новосибирской области в рамках грантов № 19-45-540004, 20-45-543004 и 20-45-543005.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ферронский В.И., Поляков В.А. Изотопия гидросферы Земли. – Москва: Научный мир, 2009. – 632 с.
2. Hoefs J. Stable isotope geochemistry. 8th edition. – Springer Textbooks in Earth Sciences, Geography and Environment. Springer International Publishing AG, part of Springer Nature, 2018. – 460 p.
3. Казанцева А.С. Исследование изотопного состава атмосферных осадков в г. Кунгуре в 2016-2018 гг. // Горное эхо. – 2019. – Т.74. – №1. – С.7-10.
4. Харитоновна Н.А., Челнокова Г.А., Брагин И.В., Вах Е.А. Изотопный состав природных вод юга Дальнего Востока России // Тихоокеанская геология. – 2012. – Т. 31. - № 2. – С. 75-86.
5. Эйрих А.Н., Малыгина Н.С., Папина Т.С., Агбальян Е.В., Колесников Р.А., Красненко А.С. Изотопный состав атмосферных осадков на территории Ямало-Ненецкого автономного округа в зимний период 2016 г // Научный вестник Ямало-Ненецкого автономного округа. – 2017. – Т. 96. – №3. – С. 28-31.
6. Дублянский Ю.В., Климчук А.Б., Амеличев Г.Н., и др. Изотопный состав атмосферных осадков и карстовых источников северо-западного склона Крымских гор // Спелеология и карстология. – 2012. – №9. – С. 14-21.

7. Shemelina, O., Sanchaa, A., Faguet, A. Isotopic characteristics (δO and δd) of surface and groundwater as an additional tool for searching quality drinking water (Western part of Novosibirsk Region, Russia) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V.98. – 12019.
8. Epstein S., Mayeda T. Variations of O18 content of waters from natural sources // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1953. – V. 4. – P. 213-224.
9. Nelson S.T. A simple, practical methodology for routine VSMOW/SLAP normalization of water samples analyzed by continuous flow methods // *Rapid Commun. Mass Spectrom.* – 2000. – V. 14. – P. 1044-1046.
10. Górká M., Sauer P.E., Lewicka-Szczebak D., Jedrysek M.-O. Carbon isotope signature of dissolved inorganic carbon (DIC) in precipitation and atmospheric CO₂ // *Environmental Pollution*. – 2011. – V. 159. – P. 294-301.
11. Evans, M. N., Selmer, K. J., Breeden III, B. T., Lopatka, A. S., and Plummer, R. E. Correction algorithm for online continuous flow $\delta^{13}\text{C}$ and $\delta^{18}\text{O}$ carbonate and cellulose stable isotope analyses // *Geochem. Geophys. Geosyst.* – 2016. – 17. – C. 3580– 3588.
12. Коpec, B. G., Feng, X., Posmentier, E. S., & Sonder, L. J. Seasonal deuterium excess variations of precipitation at Summit, Greenland, and their climatological significance // *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*. – 2019. – V. 124. – P. 72– 91.
13. [Электронный ресурс]: <https://nucleus.iaea.org/sites/ReferenceMaterials/Pages/Stable-Isotopes.aspx>.
14. Craig H. Isotopic variations in meteoric waters // *Science*. – 1961. – V. 133. – P. 1702–1703.
15. [Электронный ресурс] <https://nucleus.iaea.org/wiser/index.aspx>.
16. Alçiçek H., Bülbül A., Yavuzer I., Alçiçek M. C. Origin and evolution of the thermal waters from the Pamukkale Geothermal Field (Denizli Basin, SW Anatolia, Turkey): Insights from hydrogeochemistry and geothermometry // *Journal of Volcanology and Geothermal Research*. – 2019. – V.372. – P. 48–70.
17. Gat J. R., Matsui E. Atmospheric water balance in the Amazon basin: An isotopic evapotranspiration model // *Journal of Geophysical Research*. – 1991. – V. 96. – № D7. – P. 13179-13188.
18. Новиков Д.А., Копылова Ю.Г., Вакуленко Л.Г., Сухорукова А.Ф., Пыряев А.Н., Максимова А.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Изотопно-геохимические особенности проявления слаборадоновых вод "Инские источники" (юг Западной Сибири) // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2021. – Т. 332. – № 3. – С. 135-145.
19. Новиков Д.А., Вакуленко Л.Г., Сухорукова А.Ф. Геохимия системы вода-порода проявления слаборадоновых вод "Инские источники" (юг Западной Сибири) // *Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами: Материалы четвертой Всероссийской научной конференции с международным участием, г. Улан-Удэ, 17-20 августа 2020 г.* – 2020. – С. 88-92.
20. Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Сухорукова А.Ф., Максимова А.А., Черных А.В., Деркачев А.С. Радионуклиды в природных водах Новосибирской городской агломерации // *Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами: Материалы четвертой Всероссийской научной конференции с международным участием, г. Улан-Удэ, 17-20 августа 2020 г.* – 2020. – С. 134-138.
21. Новиков Д.А., Пыряев А.Н., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф., Сухорукова А.Ф. Первые результаты комплексных изотопно-гидрогеохимических исследований природных вод Новосибирской городской агломерации // *ГЕО-Сибирь-2020. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: Материалы XVI международной научной конференции, г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.* – 2020. – С. 179-194.
22. Das A., Krishnaswami S., Bhattacharya S.K. Carbon isotope ratio of dissolved inorganic carbon (DIC) in rivers draining the Deccan Traps, India: Sources of DIC and their magnitudes // *Earth and Planetary Science Letters*. – 2005. – V. 236. – P. 419-429.

REFERENCES

1. Ferronskij V.I., Polyakov V.A. Izotopiya gidrosfery Zemli. – Moskva: Nauchnyj mir, 2009. – 632 s.
2. Hoefs J. Stable isotope geochemistry. 8th edition. – Springer Textbooks in Earth Sciences, Geography and Environment. Springer International Publishing AG, part of Springer Nature, 2018. – 460 p.
3. Kazantseva A.S. Issledovanie isotopnogo sostava atmosferynyh osadkov v g. Kungure v 2016-2018 gg. // Gornoe Eho. – 2019. – V.74. – No.1. – P.7-10.
4. Kharitonova N.A., Chelnokov G.A., Bragin I.V., Vakh E.A. Isotope composition of natural waters of southern far east, Russia // Russian Journal of Pacific Geology. – 2012. – V. 31. - No 2. – P. 75-86.
5. Eyrih A.N., Malygina N.S., Papina T.S., Agbalyan E.V., Kolesnikov R.A., Krasnenko A.S. Isotope composition of atmospheric precipitation in the territory of the Yamal-Nenets autonomous district in the winter period 2016 // Scientific Bulletin of the Yamal-Nenets Autonomous District. – 2017. – No 3. – V. 96. – P. 28-31.
6. Dublyansky YV, Klimchouk AB, Amelichev GN, et al. Isotopic composition of atmospheric precipitation and karstic springs of the north-west slope of the Crimean Mountains // Speleology and Karstology. – 2012. – V.9. – P. 14-21. (In Russ).
7. Shemelina, O., Sanchaa, A., Faguet, A. Isotopic characteristics (δO and δd) of surface and groundwater as an additional tool for searching quality drinking water (Western part of Novosibirsk Region, Russia) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V.98. – 12019.
8. Epstein S., Mayeda T. Variations of O^{18} content of waters from natural sources // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1953. – V. 4. – P. 213-224.
9. Nelson S.T. A simple, practical methodology for routine VSMOW/SLAP normalization of water samples analyzed by continuous flow methods // Rapid Commun. Mass Spectrom. – 2000. – V. 14. – P. 1044-1046.
10. Górká M., Sauer P.E., Lewicka-Szczebak D., Jedrysek M.-O. Carbon isotope signature of dissolved inorganic carbon (DIC) in precipitation and atmospheric CO_2 // Environmental Pollution. – 2011. – V. 159. – P. 294-301.
11. Evans, M. N., Selmer, K. J., Breeden III, B. T., Lopatka, A. S., and Plummer, R. E. Correction algorithm for online continuous flow $\delta^{13}\text{C}$ and $\delta^{18}\text{O}$ carbonate and cellulose stable isotope analyses // Geochem. Geophys. Geosyst. – 2016. – 17. – C. 3580– 3588.
12. Kopec, B. G., Feng, X., Posmentier, E. S., & Sonder, L. J. Seasonal deuterium excess variations of precipitation at Summit, Greenland, and their climatological significance // Journal of Geophysical Research: Atmospheres. – 2019. – V. 124. – P. 72– 91.
13. [Jelektronnyj resurs] URL: <https://nucleus.iaea.org/sites/ReferenceMaterials/Pages/Stable-Isotopes.aspx>.
14. Craig H. Isotopic variations in meteoric waters // Science. – 1961. – V. 133. – P. 1702– 1703.
15. [Jelektronnyj resurs] URL: <https://nucleus.iaea.org/wiser/index.aspx>.
16. Alçiçek H., Bülbül A., Yavuzer I., Alçiçek M. C. Origin and evolution of the thermal waters from the Pamukkale Geothermal Field (Denizli Basin, SW Anatolia, Turkey): Insights from hydro-geochemistry and geothermometry // Journal of Volcanology and Geothermal Research. – 2019. – V.372. – P. 48–70.
17. Gat J. R., Matsui E. Atmospheric water balance in the Amazon basin: An isotopic evapotranspiration model // Journal of Geophysical Research. – 1991. – V. 96. – №D7. – P. 13179-13188.
18. Novikov D.A., Kopylova YU.G., Vakulenko L.G., Suhorukova A.F., Pyryaev A.N., Maksimova A.A., Dul'cev F.F., Chernyh A.V. Izotopno-geohimicheskie osobennosti proyavleniya slaboradonovyh vod "Inskie istochniki" (yug Zapadnoj Sibiri) // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2021. – T. 332. – № 3. – S. 135-145.

19. Novikov D.A., Vakulenko L.G., Suhorukova A.F. Geohimiya sistemy voda-poroda proyavleniya slaboradonovyh vod "Inskie istochniki" (yug Zapadnoj Sibiri) // Geologicheskaya evolyuciya vzaimodejstviya vody s gornymi porodami: Materialy chetvertoj Vserossijskoj nauchnoj konferencii s mezhdunarodnym uchastiem, g. Ulan-Ude, 17-20 avgusta 2020 g. – 2020. – S. 88-92.

20. Novikov D.A., Dul'cev F.F., Suhorukova A.F., Maksimova A.A., CHernyh A.V., Derkach A.S. Radionuklidy v prirodnyh vodah Novosibirskoj gorodskoj aglomeracii // Geologicheskaya evolyuciya vzaimodejstviya vody s gornymi porodami: Materialy chetvertoj Vserossijskoj nauchnoj konferencii s mezhdunarodnym uchastiem, g. Ulan-Ude, 17-20 avgusta 2020 g. – 2020. – S. 134-138.

21. Novikov D.A., Pyryaev A.N., CHernyh A.V., Dul'cev F.F., Suhorukova A.F. Pervye rezul'taty kompleksnyh izotopno-gidrogeohimicheskikh issledovanij prirodnyh vod Novosibirskoj gorodskoj aglomeracii // GEO-Sibir'-2020. Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoekologiya: Materialy XVI mezhdunarodnoj nauchnoj konferencii, g. Novosibirsk, 20-24 aprelya 2020 g. – 2020. – S. 179-194.

22. Das A., Krishnaswami S., Bhattacharya S.K. Carbon isotope ratio of dissolved inorganic carbon (DIC) in rivers draining the Deccan Traps, India: Sources of DIC and their magnitudes // Earth and Planetary Science Letters. – 2005. – V. 236. – P. 419-429.

© Д. А. Новиков, А. Н. Пыряев, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных,
А. Ф. Сухорукова, А. С. Деркачев, А. А. Максимова, 2021

НОВЫЕ ДАННЫЕ ПО ГИДРОГЕОХИМИИ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД КРЫМСКОГО ПОЛУОСТРОВА

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3/6, к.г.-м.н., зав. лабораторией, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа и кафедры общей и региональной геологии

Альбина Анатольевна Хвощевская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 634034, Россия, г. Томск, проспект Ленина, 2/5, к.г.-м.н., зав. лабораторией, e-mail: hvashevskaya@tpu.ru

Наталья Геннадьевна Сидорина

Сибирский федеральный научно-клинический центр Федерального медико-биологического агентства, 636035, Россия, г. Северск, ул. Мира, 4, руководитель лаборатории, e-mail: sidorinang@med.tomsk.ru

Анна Андреевна Коханенко

Сибирский федеральный научно-клинический центр Федерального медико-биологического агентства, 636035, Россия, г. Северск, ул. Мира, 4, младший научный сотрудник, e-mail: K_A_Anna@rambler.ru

Анатолий Витальевич Черных

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Анастасия Алексеевна Максимова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, инженер, e-mail: rock.nastaya64@gmail.com

Федор Федорович Дульцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

В работе представлены актуальные данные по составу 23 месторождений и проявлений минеральных вод Крымского полуострова. Впервые приводится характеристика ранее неизвестных 7 проявлений. Изученные воды отличаются широкой вариацией по химическому составу, геохимическим параметрам среды и содержаниям биологически активных компонентов. Преобладают воды $\text{SO}_4\text{-Cl-HCO}_3\text{ Na}$, Cl Na , $\text{SO}_4\text{-HCO}_3\text{ Mg-Ca-Na}$, $\text{SO}_4\text{-Cl Mg-Na}$ состава с величиной общей минерализации от ультрапресных до рассольных ($0,4 - 202,9\text{ г/дм}^3$). По геохимическим параметрам среды они относятся к двум большим группам. Первая характеризуется восстановительными условиями с Eh от $-330,2$ до $-22,3$, pH от $7,3$ до $9,1$ и содержанием $\text{O}_{2\text{раств.}}$ $0,79 - 6,48\text{ мг/дм}^3$. Вторая – окислительными Eh ($+22,1 - +158,5$), нейтральными и слабощелочными pH ($7,0 - 8,4$) и концентрациями $\text{O}_{2\text{раств.}}$ от $2,73$ до $6,92\text{ мг/дм}^3$. Изученные воды

обладают широким спектром бальнеологических свойств, что позволило выделить 13 типов минеральных вод.

Ключевые слова: гидрогеохимия, минеральные воды, бальнеология, медицинские показания по применению, Крым

NEW DATA ON HYDROGEOCHEMISTRY OF THE MINERAL WATERS OF THE CRIMEAN PENINSULA

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., PhD, head of the laboratory, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., associate professor

Albina A. Khvashchevskaya

Tomsk Polytechnic University, 634034, Russia, Tomsk, 2/5, Lenina st., PhD, head of the laboratory, e-mail: hvashevskaya@tpu.ru

Natalia G. Sidorina

Siberian Federal Research and Clinical Center of the Federal Medical and Biological Agency, 636035, Russia, Seversk, 4, Mira st., head of the laboratory, e-mail: sidorinang@med.tomsk.ru

Anna A. Kohanenko

Siberian Federal Research and Clinical Center of the Federal Medical and Biological Agency, 636035, Russia, Seversk, 4, Mira st., Junior Researcher, e-mail: sidorinang@med.tomsk.ru

Anatoliy V. Chernykh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Anastasia A. Maksimova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., engineer, e-mail: rock.nastaya64@gmail.com

Fedor F. Dultsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Relevant data on the composition of mineral waters from 23 deposits and occurrences in the Crimean Peninsula are presented. The characteristic of 7 occurrences that have been previously unknown is presented. The studied waters are distinguished by broad-range variations in chemical composition, geochemical parameters of the medium, and the concentrations of biologically active components. Waters with the composition SO₄-Cl-HCO₃ Na, Cl Na, SO₄-HCO₃ Mg-Ca-Na, SO₄-Cl Mg-Na with TDS from ultra-fresh to brine level (0.4 – 202.9 g/dm³) are dominating. The waters relate to two large groups according to the geochemical parameters of the medium. The first group is characterized by reductive conditions with Eh from -330.2 to -22.3, pH from 7.3 to 9.1 and O₂dissolved concentration 0.79 – 6.48 mg/dm³. The second group is characterized by oxidative Eh (+22.1 – +158.5), neutral and weakly alkaline pH (7.0 – 8.4), and O₂dissolved concentrations from 2.73 to 6.92 mg/dm³. The studied waters exhibit a broad range of balneological properties, which allowed us to distinguish 13 types of mineral waters.

Keywords: hydrogeochemistry, mineral waters, balneology, medical indications for application, Crimea

Минеральные воды в Крыму весьма разнообразны и известны с античных времен. Первые упоминания источников минеральных вод в научной литературе встречаются в работах Н.И. Андрусова [1], а их детальные исследования были начаты позднее в начале XX века и отражены в работах В.А. Обручева [2], С.П. Попова [3-4], А.С. Моисеева [5], А. Черепенникова [6], М.М. Фомичева и Л.А. Яроцкого [7-8]. Наиболее крупное обобщение по минеральным водам Крыма выполнено в многотомнике Гидрогеология СССР [9]. В 1980 г. под редакцией А.Е. Бабинца вышла в свет сводная работа по минеральным водам Украинской ССР [10].

Несмотря на длительный период изучения минеральных вод Крымского полуострова, следует отметить, что до сих пор в научной литературе остаются практически не рассмотренными механизмы формирования их состава. Крайне слабо изучен их изотопный состав, распределение радиоактивных и редкоземельных элементов. В последние годы вопросы по гидрогеохимии минеральных вод Крыма поднимались в работах Г.Н. Амеличева и др. [11], К.Д. Бабовой и др. [12], А.С. Кайсинова и др. [13], Д.А. Новикова и др. [14-19].

Крым обладает большим рекреационным потенциалом, важнейшими составляющими которого являются минеральные воды и грязи. Отсюда возникает необходимость на новой аналитической и теоретической базе оценить их состав и бальнеологическую ценность. В пределах Крымского полуострова распространены различные типы минеральных вод: без специфических компонентов и свойств; сульфидные; йодные; бромные; борные; кремнистые; железистые; воды, обогащенные органическим веществом; различного анионного и катионного состава и температуры и др.

В настоящей работе представлены актуальные данные по 23 месторождениям и проявлениям минеральных вод Крыма (рис. 1). Гидрогеохимическое опробование этих объектов проводилось во время полевых работ 2018-2020 гг. Лабораторное изучение химического состава методами титриметрии, ионной хроматографии, масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой проводилось в ПНИЛ гидрогеохимии ИШПР ТПУ. Выделение групп и типов вод выполнялось в Испытательной лаборатории природных лечебных ресурсов ФГБУ СибФНКЦ ФМБА России согласно ГОСТ 54316-2020 [20].

Изученные воды значительно отличаются по химическому составу, геохимическим параметрам среды и содержаниям специфических компонентов (H_2SiO_3 , H_3BO_3 , I, Br, Se). Доминируют воды $SO_4-Cl-HCO_3 Na$, $Cl Na$, $SO_4-HCO_3 Mg-Ca-Na$, $SO_4-Cl Mg-Na$ состава с широкой вариацией по величине общей минерализации от 0,4 до 202,9 г/дм³. По геохимической обстановке воды можно разделить на две группы: с восстановительными (Eh от -330,2 до -22,3, pH от 7,3 до 9,1 и содержанием $O_{2раств.}$ 0,79 – 6,48 мг/дм³) и окислительными (Eh +22,1 – +158,5; pH 7,0 – 8,4; $O_{2раств.}$ от 2,73 – 6,92 мг/дм³) условиями. Следует отметить, что ряд водопроявлений требует дополнительных полевых исследований (содер-

жания сероводорода, углекислого газа и радона), которые будут выполнены в 2021 году.

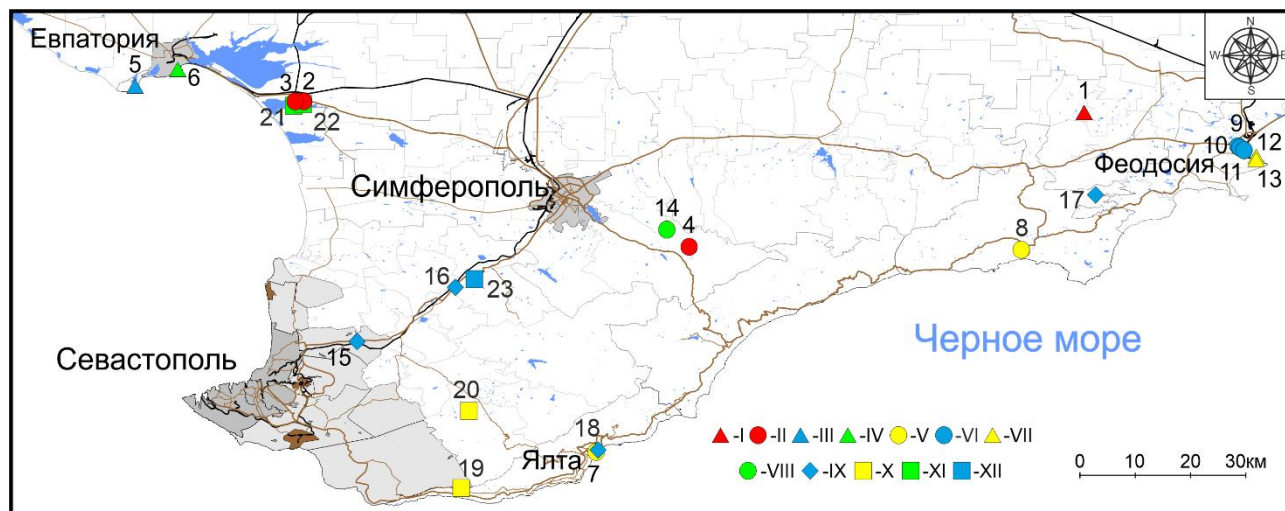


Рис. 1. Местоположение изученных месторождений

и проявлений минеральных вод на территории Крымского полуострова

Типы минеральных вод: *I* – *Ходыженский* (1 – Айвазовское месторождение, глубина скважины 200 м); *II* – *Карачинский* (2 – Сакское месторождение, Санаторий им. Пирогова Министерство обороны РФ, глубина скважины 1001 м; 3 – Сакское месторождение, термальные воды, глубина скважины 960 м; 4 – скважина «У Геологов», Красные пещеры); *III* – *Омский* (5 – Евпаторийское месторождение, пансионат Чайка, скважина 10(6243), термальная вода, интервал 980-1050 м, г. Евпатория); *IV* – *Калининградский* (6 – бювет Карникитская вода, г. Евпатория); *V* – *Владикавказский* (7 – бювет № 1 в Приморском парке, г. Ялта; 8 – Судакское месторождение, скважина №6709 (старый номер 76), глубина 270 м); *VI* – *Анапский* (9 – Феодосийское месторождение, скважина № 6614, глубина 200 м; 10 – Феодосийское месторождение, скв. № 6616, глубина 206 м; 11 – бювет, вода Феодосийская, г. Феодосия); *VII* – *Сибирский* (12 – Карантин 3, г. Феодосия; 13 – Карантин 2, г. Феодосия); *VIII* – *Ачалукский тип* (14 – скважина у с. Дружное); *IX* – *минеральные питьевые столовые воды* (15 – скважина у часовни Николая Чудотворца, с. Верхнесадовое; 16 – скважина рядом с с. Глубокий Яр; 17 – термальный источник выше с. Щebetовка; 18 – бювет на ул. Чехова, г. Ялта; 19 – минеральный источник «Жабья радость»); *X* – *маломинерализованные хлоридные кальциево-натриевые йодные* (20 – минеральные воды Аджи-Су, каптаж в один колодец); *XI* – *крепко рассольные хлоридные натриевые борные бромные* (21 – Сакское озеро, Восточный бассейн, г. Саки; 22 – рапа для бальнеолечения, Санаторий им. Пирогова Министерство обороны РФ, г. Саки); *XII* – *пресные гидрокарбонатно-сульфатные натриевые* (23 – Севастьяновская сероводородная скважина).

Исследованные минеральные воды разделены на пять групп (таблица):

- 1) минеральные питьевые столовые (5 проявлений);
- 2) минеральные питьевые лечебные (Айвазовское месторождение);
- 3) минеральные питьевые лечебно-столовые (месторождения: Сакское, Евпаторийское, Судакское и Феодосийское; 6 проявлений);

4) маломинерализованные воды Аджи-Су;

5) рапа Сакского озера.

Дадим краткую характеристику выделенных групп. Пять проявлений *минеральных питьевых столовых вод* были изучены с бальнеологической точки зрения впервые (№ 15-19, рис. 1). Они характеризуются преимущественно $\text{SO}_4\text{-HCO}_3$ Mg-Ca-Na составом с величиной общей минерализации 427 – 865 мг/дм³ и содержанием кремния 3,48 – 17,01 мг/дм³.

Характеристика подземных минеральных вод Крымского полуострова

№	Водопроявление	$\frac{M}{\frac{г}{дм^3}}$ рН	Химическая формула	Специфические компоненты мг/дм ³	Наименование группы и тип минеральной воды
1	Айвазовское месторождение, глубина скважины 200 м	$\frac{1,8}{8,2}$	$\frac{Cl\ 77\ HCO_3\ 19}{SO_4\ 4}$ (Na+K) 87 Mg 7 Ca 6	I 12,5 H ₂ SiO ₃ 45,2 H ₃ BO ₃ 14,6 Т 22,0°С	Слабоминерализованная хлоридная натриевая йодная минеральная питьевая лечебная вода (Группа XXVI а, Ходыженский тип)**
2	Сакское месторождение, Санаторий им. Пирогова Министерство обороны РФ, глубина скважины 1001 м	$\frac{1,9}{8,05}$	$\frac{(HCO_3+CO_3)\ 51}{Cl\ 38\ SO_4\ 11}$ (Na+K) 98 Ca 2	H ₃ BO ₃ 24,8 Т 44,1°С	Слабоминерализованная хлоридно-гидрокарбонатная натриевая термальная минеральная питьевая лечебно-столовая вода (Группа VIII, Карачинский тип)
2	Сакское месторождение, термальные воды, глубина скважины 960 м	$\frac{2,2}{8,28}$	$\frac{Cl\ 50}{(HCO_3+CO_3)\ 40}$ $\frac{SO_4\ 10}{(Na+K)\ 98\ Ca\ 1}$ Mg 1	H ₃ BO ₃ 28,6 Т 31,7°С	Слабоминерализованная гидрокарбонатно-хлоридная натриевая термальная минеральная питьевая лечебно-столовая вода (Группа VIII, Карачинский тип)
2	Скважина «У Геологов», Красные пещеры	$\frac{1,3}{9,01}$	$\frac{(HCO_3+CO_3)\ 62}{Cl\ 21\ SO_4\ 17}$ (Na+K) 97 Mg 3	Т 14,6°С	Слабоминерализованная хлоридно-гидрокарбонатная натриевая минеральная питьевая лечебно-столовая вода (Группа VIII, Карачинский тип)**
3	Евпаторийское месторождение, пансионат Чайка, скважина 10(6243), термальная вода, интервал 980-1050 м, г. Евпатория	$\frac{9,1}{7,79}$	$\frac{Cl\ 90\ HCO_3\ 7}{SO_4\ 3}$ (Na+K) 96 Ca 2 Mg 2	H ₃ BO ₃ 60,3 Br 12,2 Т 38,5°С	Среднеминерализованная хлоридная натриевая борная термальная минеральная питьевая лечебно-столовая вода (Группа XXVI б, Омский тип)
4	Бювет Карникитская вода, г. Евпатория	$\frac{3,7}{8,45}$	$\frac{Cl\ 92\ (HCO_3+CO_3)\ 7\ SO_4\ 1}{(Na+K)\ 94\ Mg\ 4}$ Ca 2	H ₃ BO ₃ 20,0 Т 38,6°С	Маломинерализованная хлоридная натриевая термальная минеральная питьевая лечебно-столовая вода (Группа XXVI, Калининградский тип)

Продолжение таблицы

5	Бювет № 1 в Приморском парке, г. Ялта	<u>1,1</u> 7,26	<u>HCO₃ 58 SO₄ 27</u> <u>Cl 15</u> Mg 42 Ca 34 (Na+K) 24	H ₂ SiO ₃ 23,5 Т 19,7°С	Слабоминерализованная сульфатно-гидрокарбонатная натриево-кальциево-магниевая минеральная питьевая лечебно-столовая вода (Группа X, Владикавказский тип)**
5	Судакское месторождение, скважина №6709 (старый номер 76), глубина 270 м	<u>1,2</u> 7,38	<u>SO₄ 51 HCO₃ 41</u> <u>Cl 8</u> Ca 38 (Na+K) 38 Mg 24	H ₂ SiO ₃ 20,9 Т 20,5°С	Слабоминерализованная гидрокарбонатно-сульфатная магниевонатриево-кальциевая минеральная питьевая лечебно-столовая вода (Группа X, Владикавказский тип)**
6	Феодосийское месторождение, скважина № 6614, глубина 200 м	<u>3,3</u> 7,49	<u>SO₄ 57 Cl 25</u> <u>HCO₃ 18</u> (Na+K) 65 Ca 30 Mg 5	H ₃ BO ₃ 13,8 Т 16,0°С	Маломинерализованная хлоридно-сульфатная кальциевонатриевая минеральная питьевая лечебно-столовая вода (Группа XVI, Анапский тип)**
6	Феодосийское месторождение, скв. № 6616, глубина 206 м	<u>2,9</u> 8,43	<u>SO₄ 59 Cl 35</u> <u>(HCO₃+CO₃) 6</u> (Na+K) 80 Mg 14 Ca 6	H ₃ BO ₃ 16,3 Т 15,9°С	Маломинерализованная хлоридно-сульфатная натриевая минеральная питьевая лечебно-столовая вода (Группа XVI, Анапский тип)**
6	Бювет, вода Феодосийская, г. Феодосия	<u>2,9</u> 7,54	<u>SO₄ 46 Cl 34</u> <u>HCO₃ 20</u> (Na+K) 69 Ca 19 Mg 12	I 2,4 Т 24,4 °С	Маломинерализованная гидрокарбонатно-хлоридно-сульфатная натриевая минеральная питьевая лечебно-столовая вода (Группа XVI, Анапский тип)**
7	Карантин 2, г. Феодосия	<u>1,7</u> 7,36	<u>HCO₃ 38 SO₄ 35</u> <u>Cl 27</u> (Na+K) 50 Mg 32 Ca 18	H ₂ SiO ₃ 17,4 Т 24,5°С	Слабоминерализованная хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатная магниевонатриевая минеральная питьевая лечебно-столовая вода (Группа VI, Сибирский тип)**
8	Скважина у с. Дружное	<u>1,9</u> 9,12	<u>SO₄ 62 (HCO₃+CO₃) 29 Cl 9</u> (Na+K) 98 Ca 1 Mg 1	Т 22,4°С	Слабоминерализованная гидрокарбонатно-сульфатная натриевая минеральная питьевая лечебно-столовая вода (Группа XI, Ачалуковский тип)**
9*	Скважина у часовни Николая Чудотворца, с. Верхнесадовое	<u>0,5</u> 8,44	<u>(HCO₃+CO₃) 70</u> <u>Cl 16 SO₄ 14</u> (Na+K) 71 Mg 19 Ca 10	Т 24,5°С	Пресная гидрокарбонатная натриевая минеральная питьевая столовая вода**
9*	Скважина рядом с с. Глубокий Яр	<u>0,5</u> 7,91	<u>(HCO₃+CO₃) 80</u> <u>SO₄ 13 Cl 7</u> (Na+K) 48 Ca 32 Mg 20	H ₂ SiO ₃ 32,5 Т 16,9°С	Пресная гидрокарбонатная магниевонатриево-кальциевая минеральная питьевая столовая вода**
9*	Термальный источник выше с. Щебетовка	<u>0,7</u> 7,47	<u>HCO₃ 79 SO₄ 13</u> <u>Cl 8</u> Ca 66 Mg 20 (Na+K) 14	H ₂ SiO ₃ 25,9 Т 20,3°С	Пресная гидрокарбонатная магниевонатриево-кальциевая минеральная питьевая столовая вода**
9*	Бювет на ул. Чехова, г. Ялта	<u>0,5</u> 7,44	<u>HCO₃ 69 SO₄ 17</u> <u>Cl 14</u> Ca 63 (Na+K) 21 Mg 16	Т 19,4°С	Пресная гидрокарбонатная натриево-кальциевая минеральная питьевая столовая вода**

9*	Минеральный источник «Жабья радость»	<u>0,9</u> 7,04	<u>HCO₃ 92 Cl 7</u> <u>SO₄ 1</u> Ca 53 Mg 27 (Na+K) 20	T 17,0°C	Пресная гидрокарбонатная натриево-магниево-кальциевая минеральная питьевая столовая вода
10	Минеральные воды Аджи-Су, каптаж в один колодец	<u>3,4</u> 7,4	<u>Cl 96 HCO₃ 3</u> <u>SO₄ 1</u> (Na+K) 59 Ca 40 Mg 1	I 7,2 H ₃ BO ₃ 25,7 T 17,3°C	Маломинерализованная хлоридная кальциево-натриевая йодная
11	Сакское озеро, Восточный бассейн, г. Саки	<u>203,</u> <u>5</u> 8,01	<u>Cl 88 SO₄ 12</u> (Na+K) 80 Mg 18 Ca 2	H ₃ BO ₃ 234,12 Br 304,7 Se 0,97 T 26,8°C	Крепко рассольная хлоридная натриевая борная бромная
11	Рапа для бальнеолечения, Санаторий им. Пирогова Министерство обороны РФ, г. Саки	<u>190,</u> <u>2</u> 7,88	<u>Cl 85 SO₄ 15</u> (Na+K) 79 Mg 18 Ca 3	H ₃ BO ₃ 50,9 Br 101,8 Se 0,31 T 24,7°C	Крепко рассольная хлоридная натриевая борная бромная
12	Севастьяновская сероводородная скважина	<u>0,8</u> 7,88	<u>HCO₃ 62 SO₄ 27</u> <u>Cl 11</u> (Na+K) 81 Ca 14 Mg 5	H ₂ SiO ₃ 42,3 T 16,0°C	Пресная гидрокарбонатно-сульфатная натриевая**

Примечание: Номер в таблице соответствует бальнеологической группе на рисунке 1; * – воды могут использоваться в качестве минеральных питьевых только при соответствии санитарно-бактериологических, радиологических показателей и показателей химической безопасности согласно ГОСТ 54316-2020 «Воды минеральные природные питьевые»; ** - требуются дополнительные полевые исследования содержания H₂S (возможно изменение бальнеологического типа).

Геохимические параметры среды изменяются от восстановительных до окислительных с Eh -268,2 – +158,5 мВ, рН 7,0 – 8,44, содержанием O₂раств. 1,79 – 6,92 мг/дм³. Для установления типа вод и бальнеологической группы необходимы дополнительные исследования.

Воды второй группы минеральные питьевые лечебные Айвазовского месторождения (№ 1, рис. 1) HCO₃-Cl Na состава с величиной общей минерализации 1706 мг/дм³ и содержанием кремния 16,17 мг/дм³. Геохимические параметры среды восстановительные с Eh -330,2 мВ, рН 8,2, содержанием O₂раств. 0,79 мг/дм³. Согласно медицинским показаниям по внутреннему применению минеральные воды пригодны для лечения хронического гастрита с нормальной и пониженной секреторной функцией желудка, болезней кишечника, печени, желчного пузыря и желчевыводящих путей, поджелудочной железы, органов пищеварения после оперативных вмешательств по поводу язвенной болезни желудка, обмена веществ и мочевыводящих путей.

Воды третьей группы минеральные питьевые лечебно-столовые, характеризующиеся довольно изменчивым химическим составом с преобладающим Cl Na типом и величиной общей минерализации 1098 – 9038 мг/дм³ и содержанием кремния 1,19 – 9,20 мг/дм³ (№ 2-14, рис. 1). Геохимические параметры среды изменяются от восстановительных до окислительных с Eh -302,5 – +152,8 мВ, рН 7,3 – 9,1, содержанием O_{2раств.} 1,18 – 6,48 мг/дм³. Согласно медицинским показаниям по внутреннему применению минеральные питьевые лечебно-столовые воды пригодны для лечения болезни пищевода, хронического гастрита и гастрита с нормальной и пониженной секреторной функцией желудка, язвенной болезни желудка и 12-перстной кишки, болезней кишечника, печени, желчного пузыря и желчевыводящих путей, поджелудочной железы, нарушения органов пищеварения после оперативных вмешательств по поводу язвенной болезни желудка, болезни обмена веществ и мочевыводящих путей.

Четвертая группа представлена минеральными водами источника Аджи-Су (№ 20, рис. 1). Воды характеризуются Cl Ca-Na составом с величиной общей минерализации 3317 мг/дм³ и содержанием кремния 8,44 мг/дм³. Геохимические параметры среды окислительные с Eh -267,4 мВ, рН 7,4, содержанием O_{2раств.} 2,39–6,48 мг/дм³. Требуется дополнительного изучения содержание радона в водах.

Воды пятой группы представлены рапой Сакского озера (№ 21-22, рис. 1) с SO₄-Cl Mg-Na составом и величиной общей минерализации 190 – 203 г/дм³, с содержанием кремния не превышающем 4,77 мг/дм³. Геохимические параметры среды изменяются от слабовосстановительных до слабоокислительных с Eh -22,3 – +22,1 мВ, рН 7,9 – 8,0, содержанием O_{2раств.} 3,36 – 5,33 мг/дм³. Согласно медицинским показаниям по уровню минерализации и наличию бальнеологически ценных компонентов озерная вода может использоваться наружно (в виде ванн) при болезнях системы кровообращения, нервной системы, костно-мышечной системы, органов пищеварения, эндокринной системы, расстройства питания и нарушения обмена веществ, мочеполовой системы и болезнях кожи.

Резюмируя вышесказанное, отметим, что бальнеологические ресурсы Крымского полуострова в настоящее время крайне слабо изучены. Этот вопрос требует пристального внимания со стороны научных, производственных организаций и региональных властей, поскольку Крым необходимо в полной мере сделать круглогодичным курортом. Обширный материал, полученный авторами в течение последних трех лет позволил выявить семь ранее неизвестных проявлений минеральных вод. Комплексное исследование природных вод Крымского полуострова значительно увеличат их число в будущем.

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025, РФФИ и города Севастополь в рамках гранта № 18-45-920032 р_а и Государственного Задания РФ «Наука» в рамках проекта № FSWW-0022-2020.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Андрусов Н.И. Геологические исследования на Керченском полуострове в 1882 и 1883 гг. // Зап. Новороссийского общ-ва естествоисп., т.IX. – СПб, 1884.

2. Обручев В.А. Минеральный источник Бурун-Кан, близ Бахчисарая как будущий курорт // «Курортное дело». – 1924. – № 4-5.
3. Попов С.П. Минеральные источники Крыма. – Симферополь: Тр. Крымского науч.-исслед. И-та, 1930. – т. II, вып. III.
4. Попов С.П. Геохимический очерк Крымских подземных вод и источников. – Симферополь: Тр. Крым. Пединститута. «Химия», 1935. – т. V.
5. Моисеев А.С. Гидрогеологический очерк г. Севастополя и его окрестностей. – Тр. ВГРО, Геолиздат, 1932.
6. Черепенников А. Геохимические особенности природного газа и воды источника Аджису в Крыму. – Тр. Геол.-развед. Бюро газов. месторожд., 1932. – вып. 2,
7. Фомичев М.М., Яроцкий Л.А. Чокракские сероводородные воды // «Вопросы курортологии». – 1938. – № 1-2.
8. Фомичев М.М. Основные типы, области распространения и перспективы использования минеральных вод Крыма // «Вопросы курортологии». – 1941. – №3-4.
9. Гидрогеология СССР. Том VIII. Крым. / Гл. редактор академик А.В. Сидоренко. – Москва: Издательство «Недра», 1971. – 55 с.
10. Обзор минеральных вод Украинской ССР / А.С. Алексеева, В.Д. Овчарова, Н.А. Лысак. – Киев: Издательство Центральной тематической экспедиции Министерства геологии УССР, 1980. – 770 с.
11. Амеличев Г.Н., Токарев И.В., Токарев С.В., Крайнюкова И.А., Бурлакова Н.С. Комплексная оценка возраста и установление условий формирования минеральных вод "Бишули" (равнинный Крым) на основе изотопно-геохимических данных. // Ученые записки Крымского федерального университета имени В.И. Вернадского. География. Геология. – 2017. – Т. 3 (69). – № 2. – С. 130-150.
12. Бабова К.Д., Лобода М.В., Никипелова Е.М. Справочник Минеральные лечебно-столовые воды Украины. Коломия. - 1998. - 207с.
13. Кайсинова А.С., Глухов А.Н., Данилов С.Р., Текеева Ф.И. Химический состав и свойства минеральной воды "Бишули" (с. Пятихатка Красногвардейский район, республика Крым) и возможности её использования в бальнеологических целях. // Курортная медицина. – 2016. – № 4. – С. 13-17.
14. Nichkova L.A., Novikov D.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F., Sigora G.A., Khomenko T.Yu. Geochemistry of natural waters of the Baydar valley (Crimean Peninsula) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 98. – № 01036.
15. Novikov D.A., Nichkova L.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F., Pyryaev A.N., Sigora G.A., Khomenko T.Yu. Distribution of the stable isotopes ($\delta^{18}\text{O}$, δD и $\delta^{13}\text{C}$) in natural waters of the Baydar valley (Crimean Peninsula) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 98. – № 01038
16. Новиков Д.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Новый взгляд на гидрогеологические условия города федерального значения Севастополь // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 8. – С. 105-122. DOI 10.18799/24131830/2019/8/2217 (a)
17. Новиков Д.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Оценка качества подземных вод верхнеюрских отложений юго-западных районов Крымского полуострова для целей питьевого и сельскохозяйственного водоснабжения // Экология и промышленность России. – 2019. – Т. 23. – № 4. – С. 52-57 (б)
18. Новиков Д.А., Копылова Ю.Г., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф., Хвощевская А.А. Геохимические типы природных вод Байдарской долины (Крымский полуостров) // Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН. – 2020. – № 17. – С. 401-405. <https://doi.org/10.31241/FNS.2020.17.077> (a)
19. Новиков Д.А., Копылова Ю.Г., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф., Пыряев А.Н., Хвощевская А.А., Ничкова Л.А., Сигора Г.А., Яхин Т.А. Новые изотопно-гидрогеохимические

данные по составу природных вод Байдарской долины (Крымский полуостров) // Геология и геофизика, 2020(a) DOI: 10.15372/GiG2020137 (б)

20. ГОСТ Р 54316-2020 Воды минеральные природные питьевые. Общие технические условия // Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Москва: Стандартинформ, 2020.

REFERENCES

1. Andrusov N.I. Geologicheskie issledovaniya na Kerchenskom poluostrove v 1882 i 1883 gg. // Zap. Novorossijskogo obshch-va estestvoisp., t.IX. – SPb, 1884.
2. Obruchev V.A. Mineral'nyj istochnik Burun-Kan, bliz Bahchisaraya kak budushchij kurort // «Kurortnoe delo». – 1924. – № 4-5.
3. Popov S.P. Mineral'nye istochniki Kryma. – Simferopol': Tr. Krymskogo nauch.-issled. I-ta, 1930. – t. II, vyp. III.
4. Popov S.P. Geohimicheskij ocherk Krymskih podzemnyh vod i istochnikov. – Simferopol': Tr. Krym. Pedinstitut. «Himiya», 1935. – t. V.
5. Moiseev A.S. Hidrogeologicheskij ocherk g. Sevastopolya i ego okrestnostej. – Tr. VGRO, Geolizdat, 1932.
6. Cherepennikov A. Geohimicheskie osobennosti prirodno gaza i vody istochnika Adzhi-Su v Krymu. – Tr. Geol.-razved. Byuro gazov. mestorozhd., 1932. – vyp. 2,
7. Fomichev M.M., YArOCKij L.A. CHokraskie serovodorodnye vody // «Voprosy kurortologii». – 1938. – № 1-2.
8. Fomichev M.M. Osnovnye tipy, oblasti rasprostraneniya i perspektivy ispol'zovaniya mineral'nyh vod Kryma // «Voprosy kurortologii». – 1941. – №3-4.
9. Hidrogeologiya SSSR. Tom VIII. Krym. / Gl. redaktor akademik A.V. Sidorenko. – Moskva: Izdatel'stvo «Nedra», 1971. – 55 s.
10. Obzor mineral'nyh vod Ukrainskoj SSR / A.S. Alekseeva, V.D. Ovcharova, N.A. Lysak. – Kiev: Izdatel'stvo Central'noj tematiceskoy ekspedicii Ministerstva geologii USSR, 1980. – 770 s.
11. Amelichev G.N., Tokarev I.V., Tokarev S.V., Krajnyukova I.A., Burlakova N.S. Kompleksnaya ocenka vozrasta i ustanovlenie uslovij formirovaniya mineral'nyh vod "Bishuli" (ravninnyj Krym) na osnove izotopno-geohimicheskikh dannyh. // Uchenye zapiski Krymskogo federal'nogo universiteta imeni V.I. Vernadskogo. Geografiya. Geologiya. – 2017. – T. 3 (69). – № 2. – S. 130-150.
12. Babova K.D., Loboda M.V., Nikipelova E.M. Spravochnik Mineral'nye lechebno-stolovye vody Ukrainy. Kolomiya. - 1998. - 207s.
13. Kajsanova A.S., Gluhov A.N., Danilov S.R., Tekeeva F.I. Himicheskij sostav i svojstva mineral'noj vody "Bishuli" (s. Pyatihatka Krasnogvardejskij rajon, respublika Krym) i vozmozhnosti eyo ispol'zovaniya v bal'neologicheskikh celyah. // Kurortnaya medicina. – 2016. – № 4. – S. 13-17.
14. Nichkova L.A., Novikov D.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F., Sigora G.A., Khomenko T.Yu. Geochemistry of natural waters of the Baydar valley (Crimean Peninsula) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 98. – № 01036.
15. Novikov D.A., Nichkova L.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F., Pyryaev A.N., Sigora G.A., Khomenko T.Yu. Distribution of the stable isotopes ($\delta^{18}\text{O}$, δD i $\delta^{13}\text{C}$) in natural waters of the Baydar valley (Crimean Peninsula) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 98. – № 01038
16. Novikov D.A., CHernyh A.V., Dul'cev F.F. Novyj vzglyad na gidrogeologicheskie usloviya goroda federal'nogo znacheniya Sevastopol' // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2019. – T. 330. – № 8. – S. 105-122. DOI 10.18799/24131830/2019/8/2217 (a)
17. Novikov D.A., CHernyh A.V., Dul'cev F.F. Ocenka kachestva podzemnyh vod verhneyur-skih otlozhenij yugo-zapadnyh rajonov Krymskogo poluostrova dlya celej pit'evogo i sel'skohozyajstvennogo vodosnabzheniya // Ekologiya i promyshlennost' Rossii. – 2019. – T. 23. – № 4. – S. 52-57 (b)

18. Novikov D.A., Kopylova YU.G., CHernyh A.V., Dul'cev F.F., Hvashchevskaya A.A. Geohimicheskie tipy prirodnyh vod Bajdarskoj doliny (Krymskij poluostrov) // Trudy Fersmanovskoj nauchnoj sessii GI KNC RAN. – 2020. – № 17. – S. 401-405. <https://doi.org/10.31241/FNS.2020.17.077> (a)

19. Novikov D.A., Kopylova YU.G., CHernyh A.V., Dul'cev F.F., Pyryaev A.N., Hvashchevskaya A.A., Nichkova L.A., Sigora G.A., YAhin T.A. Novye izotopno-gidrogeohimicheskie dannye po sostavu prirodnyh vod Bajdarskoj doliny (Krymskij poluostrov) // Geologiya i geofizika, 2020(a) DOI: 10.15372/GiG2020137 (b)

20. GOST R 54316-2020 Vody mineral'nye prirodnye pit'evye. Obshchie tekhnicheskie usloviya // Sistema standartov po informacii, bibliotechnomu i izdatel'skomu delu. Moskva: Standartinform, 2020.

© Д. А. Новиков, А. А. Хващевская, Н. Г. Сидорина, А. А. Коханенко, А. В. Черных,
А. А. Максимова, Ф. Ф. Дульцев, 2021

ТОКСИЧНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ В ПРИРОДНЫХ ВОДАХ СЕВАСТОПОЛЬСКОЙ ГОРОДСКОЙ АГЛОМЕРАЦИИ

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, к.г.-м.н., зав. лабораторией, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа и кафедры общей и региональной геологии

Анатолий Витальевич Черных

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Альбина Анатольевна Хвощевская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 634034, Россия, г. Томск, проспект Ленина, 2/5, к.г.-м.н., зав. лабораторией, e-mail: hvashevskaya@tpu.ru

Федор Федорович Дульцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Лариса Александровна Ничкова

Севастопольский государственный университет, 299053, Россия, г. Севастополь, ул. Университетская, 33, к.т.н., зав. кафедрой, e-mail: nichkova@sevsu.ru

Галина Анатольевна Сигора

Севастопольский государственный университет, 299053, Россия, г. Севастополь, ул. Университетская, 33, к.б.н., доцент, e-mail: sigora1@yandex.ru

Тамара Юрьевна Хоменко

Севастопольский государственный университет, 299053, Россия, г. Севастополь, ул. Университетская, 33, ассистент, e-mail: tamara_homenko21.07@mail.ru

Тимур Анисович Яхин

Государственное унитарное предприятие города Севастополя «Водоканал», 299011, Россия, г. Севастополь, ул. Адм. Октябрьского, 4, начальник отдела, e-mail: timalife@mail.ru

В работе представлены первые результаты распределения широкого спектра высокотоксичных элементов в природных водах Севастопольской городской агломерации. Установлено, что все воды не имеют превышений ПДК по V, Cr, Cu, Zn, Mo, Cd, Pb и Bi, в ряде объектов выявлены превышения по Fe, Mn, Co, Ni и Tl. Среди нормируемых химических элементов в настоящее время наиболее неблагоприятные условия характеризуют воды села Колхозное, а также на практически всей территории Гераклеийского полуострова установлены высокие содержания урана и повышенные значения мышьяка. Огромное влияние на ухудшение качественных характеристик природных вод оказали засухи последних трех лет, приведшие к ро-

сту концентраций практически всех микрокомпонентов не только в поверхностных, но и в подземных водах.

Ключевые слова: природные воды, высокотоксичные элементы, радионуклиды, питьевое водоснабжение населения, Севастопольская городская агломерация, Крым

TOXIC ELEMENTS IN NATURAL WATERS OF THE SEVASTOPOL URBAN AGGLOMERATION

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., PhD, head of the laboratory, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., associate professor

Anatoliy V. Chernykh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Albina A. Khvashchevskaya

Tomsk Polytechnic University, 634034, Russia, Tomsk, 2/5, Lenina st., PhD, head of the laboratory, e-mail: hvashevskaya@tpu.ru

Fedor F. Dultsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Larisa A. Nichkova

Sevastopol State University, 299053, Russia, Sevastopol, 33, Universitetskaya st., PhD, head of the department, e-mail: nichkova@sevsu.ru

Galina A. Sigora

Sevastopol State University, 299053, Russia, Sevastopol, 33, Universitetskaya st., PhD, associate professor, e-mail: sigora1@yandex.ru

Tamara Yu. Homenko

Sevastopol State University, 299053, Russia, Sevastopol, 33, Universitetskaya st., assistant, e-mail: homenko21.07@mail.ru

Timur A. Yahin

State Unitary Enterprise of the city of Sevastopol "Vodokanal", 299011, Russia, Sevastopol, 4, Adm. Oktyabrsky st., head of department, e-mail: timalife@mail.ru

The article presents the first results of the distribution of a wide range of highly toxic elements in the natural waters of the Sevastopol urban agglomeration. It was found that all waters do not exceed the MPC for V, Cr, Cu, Zn, Mo, Cd, Pb, and Bi; in a number of objects, the excess for Fe, Mn, Co, Ni and Tl was found. Among the standardized chemical elements, there are high indicators of water quality in village Kolkhoznoye, as well as on almost the entire territory of the Heracleian Peninsula. The droughts of the last three years have had a huge impact on the quality of quality resources, leading to the concentration of almost all microcomponents not only in surface waters, but also in groundwater.

Keywords: natural waters, highly toxic elements, radionuclides, drinking water supply of the population, Sevastopol urban agglomeration, Crimea Peninsula

В последние годы проблема чистой питьевой воды на нашей планете приобретает все большее значение. Растущая антропогенная нагрузка оказывает все большее влияние на экологическое состояние водных экосистем. В условиях активной антропогенной деятельности загрязнение природных вод токсичными элементами первого класса опасности и тяжелыми металлами давно стало острой проблемой. Согласно постановлению Главного государственного врача РФ (ГН 2.1.5.1315-0), в группу 1 класса опасности входят Be, As, Hg, Tl и U. Как отмечается в многочисленных исследованиях российских и зарубежных ученых перечисленные выше элементы обладают высокотоксичными, канцерогенными и мутагенными свойствами. При этом, таллий (Tl) являясь высокотоксичным элементом, гораздо меньше изучен, чем ртуть, уран и другие [1], что связано с несовершенством классических аналитических методов, имеющих к нему низкую чувствительность. Но, экотоксикологическая важность таллия обусловлена его острой токсичностью для живых организмов, сопоставимая с таковой для ртути [2]. Группа тяжелых металлов включает в себя более 30 элементов Периодической системы. В настоящем исследовании мы ограничимся рассмотрением лишь обладающих наибольшей токсичностью (V, Cr, Mn, Fe, Co, Ni, Cu, Zn, Mo, Cd, Pb, Bi). На сегодня основным источником загрязнения природных вод тяжелыми металлами являются промышленные предприятия и автотранспорт.

Со времен В.И. Вернадского считалось, что Th и продукты его распада в воде присутствуют в столь ничтожно малых количествах, которые нельзя было зафиксировать. Как писал великий естествоиспытатель – «... торий стоит вне геохимии воды, торий не входит в водный режим Земли...» [3]. Поэтому он также был рассмотрен в рамках настоящей работы.

Наш коллектив в период с 2018 по 2021 гг. занимается изучением особенностей гидрогеологии, гидрогеохимии и механизмов формирования природных вод СГА [4-6]. В течение этого времени впервые для вод Крымского полуострова на единой методической основе с использованием современной химико-аналитической базы выполнены комплексные изотопно-гидрогеохимические исследования, результаты которых отражены в целой серии работ [7-12], при этом оценка их токсикологических особенностей еще не выполнялась и впервые представлена в настоящем исследовании.

В ходе экспедиционных работ было отобрано 105 проб природных вод из 76 объектов в пределах СГА (рис. 1, а). Отбор и предварительная пробоподготовка выполнялись в соответствии с общепринятыми методиками.

Лабораторное изучение химического состава методами титриметрии, ионной хроматографии, масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой проводилось в ПНИЛ гидрогеохимии ИШПР ТПУ. Оценка токсикологических особенностей вод проводилась с использованием действующих нормативных документов: СанПиН 2.1.4.1074-01 с изменениями на 2.04.2018, ГОСТ Р 51232-98, ГН 2.1.5.1315-0, а также рекомендациями Всемирной организации по здравоохранению (WHO 2017) [13-16].

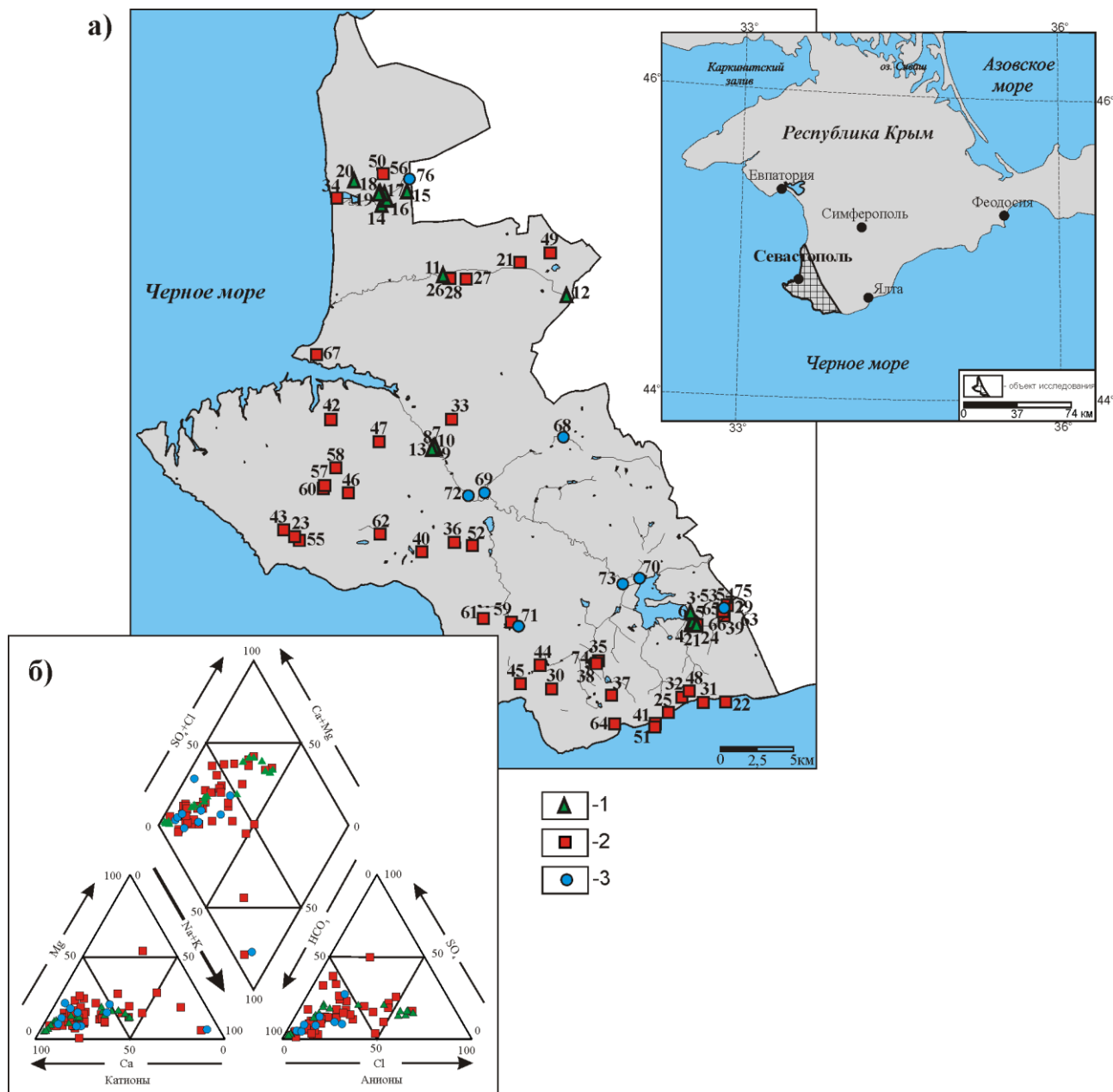


Рис. 1. Карта-схема отбора проб (а) и диаграмма Пайпера изученных вод (б).
 Изученные объекты: 1 – водозаборы (1-6 – Родниковский; 7-10, 13 – Инкерманский; 11-12 – Бельбекский; 14-20 – Орловский); 2 – родники, источники, колодцы (номера 21-67); 3 – поверхностные воды (номера 68-76)

Были изучены подземные воды водозаборов (Родниковский, Орловский, Бельбекский и Инкерманский), родников и колодцев, поверхностные воды (реки, водохранилища, озера). Воды Родниковского водозабора гидрокарбонатные кальциевые с величиной общей минерализации 359 до 606 мг/дм³; Инкерманского водозабора также гидрокарбонатного кальциевого состава с немного большей величиной общей минерализации от 485 до 624 мг/дм³; Бельбекский водозабор характеризуется гидрокарбонатными кальциевыми и гидрокарбонатно-

хлоридными кальциево-натриевыми водами с величиной общей минерализации 603 до 804 мг/дм³. Наиболее минерализованы (от 947 до 1213 мг/дм³) подземные воды Орловского водозабора, среди которых установлено преобладание хлоридно-гидрокарбонатных кальциево-натриевых типов.

Вторая группа является наиболее разнообразной по химическому составу. Установлено 13 химических типов от сульфатно-гидрокарбонатно-хлоридного кальциево-магниевого до хлоридного кальциево-натриевого, при доминировании гидрокарбонатного кальциевого типа (рис. 1 б). Величина общей минерализации варьирует в широких пределах от 253 до 2083 мг/дм³ (среднее 723 мг/дм³). Наиболее минерализованные воды (более 1 г/дм³) установлены в селе Колхозное, в колодце возле храма Воскресения Христова и в роднике на ул. Громова (Северная сторона СГА). Среди поверхностных вод (третья группа) широко распространены гидрокарбонатные кальциевые воды, меньшим распространением пользуются гидрокарбонатные и гидрокарбонатно-хлоридные кальциево-натриевые и гидрокарбонатные натриевые типы. Их минерализация варьирует в небольших пределах – от 217 до 528 мг/дм³ (среднее 345 мг/дм³).

В изученных пробах водозаборов концентрации Be (мкг/дм³) изменяются от 0,005 до 0,02; As – от 0,14 до 0,70; Hg – от 0,001 до 0,031; Tl – от 0,005 до 0,023 и U – от 0,13 до 1,86 (рис. 2).

Ни по одному из показателей нет превышения по ПДК, однако стоит отметить повышенные значения урана в водах Орловского водозабора изменяющихся в интервале 1,32 – 1,86 мкг/дм³. В природных водах родников, источников и колодцев содержания этих элементов значительно выше (мкг/дм³): Be от 0,003 до 0,161; As – от 0,05 до 3,61; Hg – от 0,001 до 0,227; Tl – от 0,0005 до 0,4754 и U – от 0,014 до 5,369. Установлено превышение ПДК по таллию в скважине в с. Колхозное (0,4754 мкг/дм³). Наибольшие концентрации урана установлены непосредственно на Гераклеийском полуострове (родники на ул. Громова, Саранди-накской балке, Максимовой даче), в селах Колхозное и Пироговка. Максимальные значения мышьяка выявлены в водах колодцев села Колхозное; ртути – в скважине села Орловка. Высокие концентрации практически всех элементов первого класса опасности установлены в водах колодца возле храма Воскресения Христова. В химическом составе поверхностных вод СГА практически не обнаружено Be, содержания остальных элементов в целом ниже, чем у второй группы и не превышают ПДК (мкг/дм³): As – от 0,48 до 1,81; Hg – от 0,009 до 0,042; Tl – от 0,002 до 0,009 и U – от 0,16 до 1,59. Засуха последних трех лет стала следствием роста концентраций практически всех микрокомпонентов с 2018 по 2020 гг. В 2020 году повышенные содержания ртути и таллия установлены в водах Чернореченского водохранилища (0,042 и 0,009 мкг/дм³ соответственно); мышьяка – в реках Кача и Ай-Тодорка, оз. Конюшня в с. Орлиное. Также в р. Кача установлено повышенное содержание урана.

В водах водозаборов концентрации тория изменяются от 0,000437 до 0,014979 мкг/дм³, составляя в среднем 0,004961 мкг/дм³. Наибольшие его содержания установлены на Орловском и Инкерманском водозаборах. Содержания тория в водах второй группы значительно выше и достигают 0,1 мкг/дм³ в колодце

и скважине, расположенных в с. Колхозное. Также можно отметить повышенные содержания в роднике на ул. Громова (№67), в садовом товариществе «Родничок» (№47), а также в скважине села Орловка (№34). Среди поверхностных вод наибольшие содержания тория также выявлены в 2020 году в водах Чернореченского водохранилища (0,025 мкг/дм³), озера Конюшня, села Орлиное (0,014 мкг/дм³) и р. Черной (0,011 мкг/дм³), при средних значениях по выборке варьирующих от 0,0002 до 0,0036 мкг/дм³.

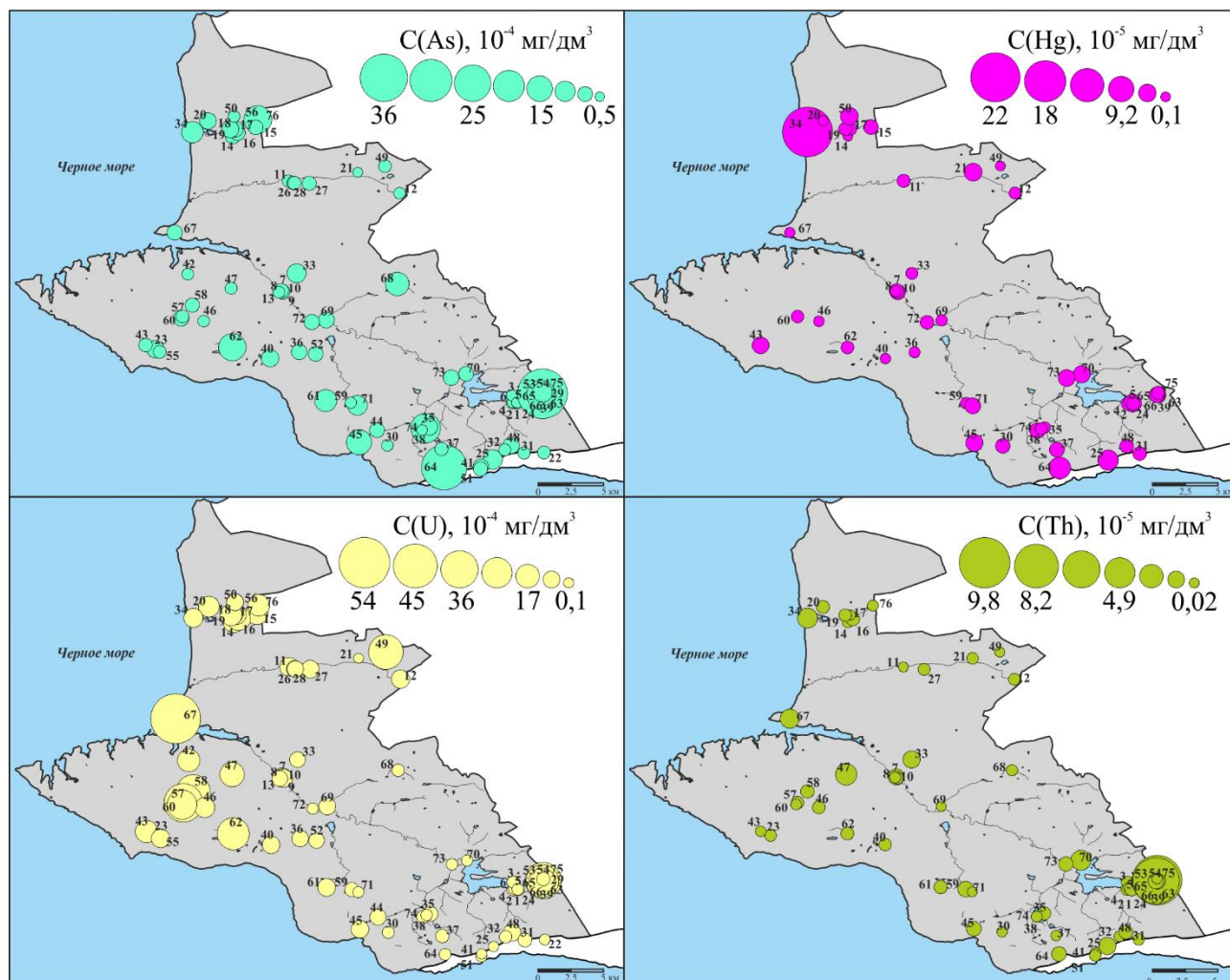


Рис. 2. Схема распределения концентраций мышьяка, ртути, урана и тория в природных водах СГА

Среди тяжелых металлов не имеют превышений ПДК природные воды всех групп по ванадию, хрому, меди, цинку, молибдену, кадмию, свинцу и висмуту (рис. 3). Превышения ПДК по железу выявлены в скважине №5 Орловского водозабора (0,43 мг/дм³) и №5775 Родниковского водозабора (0,42 мг/дм³). Максимальные, превышающие ПДК, значения концентрации Fe установлены в водах с. Колхозное (1,1-2,1 мг/дм³), также в родниках Деспит (№37), Станный (№44), Чертова лестница (№48), колодцах в с. Санаторное (№41) и возле Храма Воскресения Христова

(№64) (0,3-0,77 мг/дм³) (таблица 1). Превышения предельно допустимых концентраций марганца установлены в селе Колхозное: скважина №2 (0,57 г/дм³), колодец для питья (0,11 мг/дм³), родниках Кильсе-Буруном (0,14 г/дм³), Чертова лестница (0,12 мг/дм³), колодце в с. Санаторное (0,30 мг/дм³) и в реке Черная (0,17 мг/дм³). Наибольшие значения концентрации кобальта (0,31 мг/дм³) выявлены в природных водах колодца для питья в с. Колхозное; никеля (0,041 мг/дм³) – в роднике «Святого Предтечи» с. Оборонное; таллия (0,0004 мг/дм³) – скв. №1 в с. Колхозное.

Таблица 1

Изученные объекты с превышением ПДК.

Показатели и компоненты	Действующий ПДК в России	Единицы измерения	Номер водопункта
Mn	0,1	мг/дм ³	25,41,48, 54, 66,73
Fe	0,3	мг/дм ³	3,16,34,37,41,44,48,51,53,54,64,65
Co	0,1	мг/дм ³	66
Ni	0,02	мг/дм ³	52
Tl	0,0001	мг/дм ³	65

Номер водопункта в таблице совпадает с номером на рис. 1.

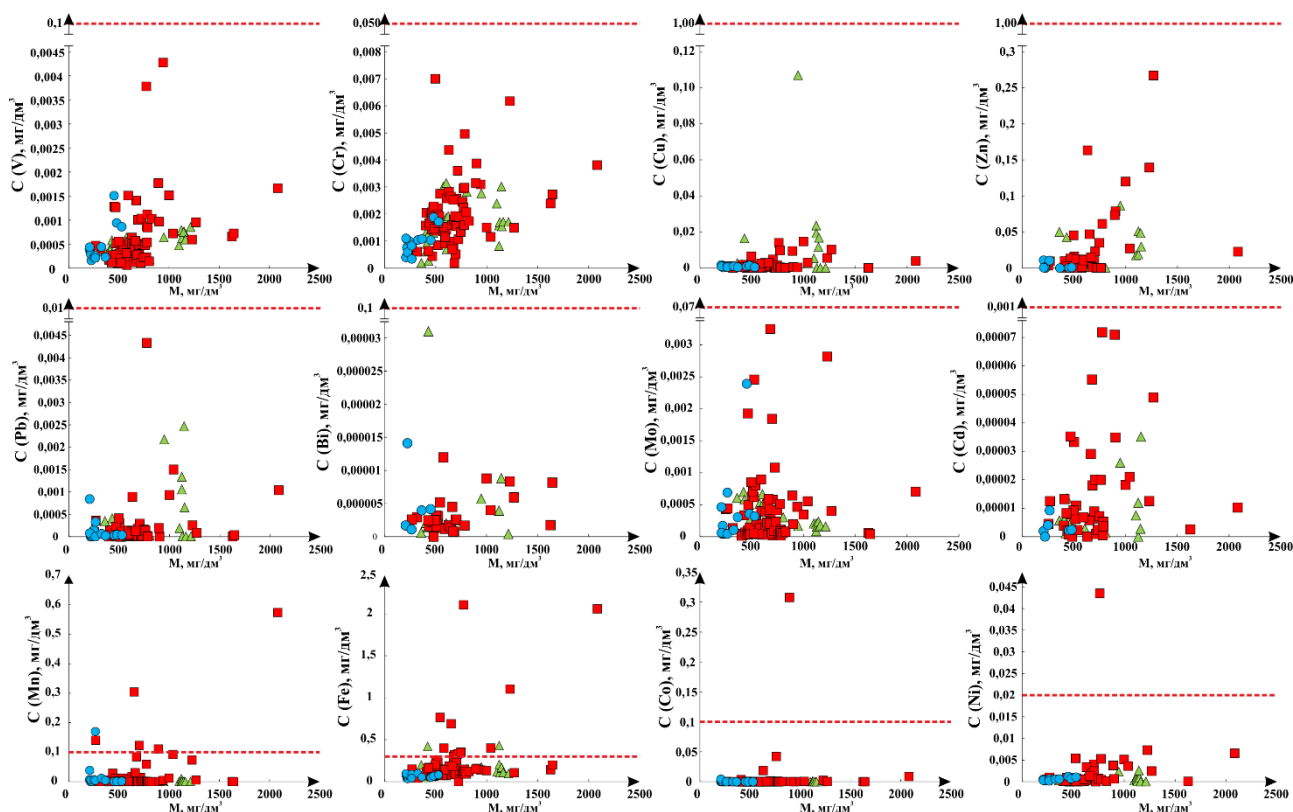


Рис. 3. Зависимость содержаний тяжелых металлов от величины общей минерализации. Красная пунктирная линия – значения ПДК по [15].
Условные обозначения см. на рис. 1

Таким образом, по изученному спектру химических элементов практически все рассмотренные воды СГА не имеют критических концентраций токсичных элементов. Ряд водопунктов села Колхозное имеет превышение ПДК по тяжелым металлам, а также высокие и повышенные значения концентраций элементов 1 класса опасности. В водах практически всей территории Гераклеийского полуострова установлены высокие содержания урана и повышенные значения мышьяка.

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025, РФФИ и города Севастополь в рамках гранта № 18-45-920032 p_a и Государственного Задания РФ «Наука» в рамках проекта № FSWW-0022-2020.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Peter A. L. J., Viraraghavan, T. Thallium: a review of public health and environmental concerns // Environment International. – 2005. – V. 31(4). – P. 493–501.
2. Kemper F.H., Bertram H.P. Thallium. Metals and their compounds in the environment: occurrence, analysis, and biological relevance. – New York: Weinheim; 1991. – P. 1227– 1241.
3. Вернадский В.И. Труды по радиогеологии. – М.: Наука, 1997. – 319 с.
4. Хвощевская А.А., Новиков Д.А., Копылова Ю.Г., Сметанина И.В., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Роль системы "вода - порода" в процессах формирования состава природных вод Севастопольской городской агломерации // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 1. – С. 118-128.
5. Новиков Д.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Новый взгляд на гидрогеологические условия города федерального значения Севастополь // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 8. – С. 105-122.
6. Новиков Д.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Особенности гидрогеологии верхнеюрских отложений юго-западных районов Крымского полуострова // Ученые записки Крымского федерального университета имени В. И. Вернадского. География. Геология. – 2018. – Т. 4 (70). – № 4. – С. 268-288.
7. Новиков Д.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Оценка качества подземных вод верхнеюрских отложений юго-западных районов Крымского полуострова для целей питьевого и сельскохозяйственного водоснабжения // Экология и промышленность России. – 2019. – Т. 2. – № 4. – С. 52-57.
8. Новиков Д.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф., Юрчик И.И., Сухорукова А.Ф. Особенности гидрогеохимии эксплуатируемых водоносных горизонтов Севастопольской городской агломерации // ГЕО-Сибирь-2018. Т. 2. Недропользование. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: сб. материалов XIV Международного научного конгресса, Новосибирск, 23-27 апреля 2018 г. – 2018. – С. 84-91.
9. Новиков Д.А., Копылова Ю.Г., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф., Хвощевская А.А. Геохимические типы природных вод Байдарской долины (Крымский полуостров) // Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН. – 2020. – № 17. – С. 401-405.
10. Novikov D.A., Nichkova L.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F., Pyryaev A.N., Sigora G.A., Khomenko T.Yu. Distribution of the stable isotopes ($\delta^{18}\text{O}$, δD и $\delta^{13}\text{C}$) in natural waters of the Baydar valley (Crimean Peninsula) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 98. – № 01038.
11. Новиков Д.А., Ничкова Л.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф., Житова Л.М., Сигора Г.А. Гидрогеохимические аномалии Байдарской долины (Крымский полуостров) // ГЕО-Сибирь-2019. Т. 2. Недропользование. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: сб. материалов XV Международного научного конгресса, Новосибирск, 24-26 апреля 2019 г. – 2019. – С. 117-124.

12. Nichkova L.A., Novikov D.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F., Sigora G.A., Khomenko T.Yu. Geochemistry of natural waters of the Baydar valley (Crimean Peninsula) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 98. – № 01036.

13. СанПиН 2.1.4.1074-01. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения. Утв. Гл. гос. санитарным врачом РФ 28 июня 2010 г. № 74 с изменениями на 2 апр. 2018 г. Москва, 2018. 125 с.

14. ГОСТ Р 51232-98. Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества. Москва: ФГУП "СТАНДАРТИНФОРМ", 2010. – 18 с.

15. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. Утв. Гл. гос. санитарным врачом РФ 30 апр. 2003 г. № 78. Москва, 2003. – 94 с.

16. Guidelines for drinking-water quality: fourth edition incorporating the first addendum. – Geneva: World Health Organization, 2007. – 631 p.

REFERENCES

1. Peter A. L. J., Viraraghavan, T. Thallium: a review of public health and environmental concerns // Environment International. – 2005. – V. 31(4). – pp. 493–501.

2. Kemper F.H., Bertram H.P. Thallium. Metals and their compounds in the environment: occurrence, analysis, and biological relevance. New York: Weinheim; 1991. p. 1227–1241.

3. Vernadskij V.I. Trudy po radiogeologii. – M.: Nauka, 1997. – 319 s.

4. Hvashchevskaya A.A., Novikov D.A., Kopylova YU.G., Smetanina I.V., Chernykh A.V., Dul'cev F.F. Rol' sistemy "voda - poroda" v processah formirovaniya sostava prirodnyh vod Sevastopol'skoj gorodskoj aglomeracii // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2021. – T. 332. – № 1. – S. 118-128.

5. Novikov D.A., Chernykh A.V., Dul'cev F.F. Novyj vzglyad na gidrogeologicheskie usloviya goroda federal'nogo znacheniya Sevastopol' // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2019. – T. 330. – № 8. – S. 105-122.

6. Novikov D.A., Chernykh A.V., Dul'cev F.F. Osobennosti gidrogeologii verkhneyurskih otlozhenij yugo-zapadnyh rajonov Krymskogo poluostrova // Uchenye zapiski Krymskogo federal'nogo universiteta imeni V. I. Vernadskogo. Geografiya. Geologiya. – 2018. – T. 4 (70). – № 4. – S. 268-288.

7. Novikov D.A., Chernykh A.V., Dul'cev F.F. Ocenka kachestva podzemnyh vod verkhneyurskih otlozhenij yugo-zapadnyh rajonov Krymskogo poluostrova dlya celej pit'evogo i sel'skohozyajstvennogo vodosnabzheniya // Ekologiya i promyshlennost' Rossii. – 2019. – T. 2. – № 4. – S. 52-57.

8. Novikov D.A., Chernykh A.V., Dul'cev F.F., Yurchik I.I., Suhorukova A.F. Osobennosti gidrogeohimii ekspluatiruemyh vodonosnyh gorizontov Sevastopol'skoj gorodskoj aglomeracii // GEO-Sibir'-2018. T. 2. Nedropol'zovanie. Novye napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh: sb. materialov XIV Mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa, Novosibirsk, 23-27 aprelya 2018 g. – 2018. – S. 84-91.

9. Novikov D.A., Kopylova YU.G., Chernykh A.V., Dul'cev F.F., Hvashchevskaya A.A. Geohimicheskie tipy prirodnyh vod Bajdarskoj doliny (Krymskij poluostrov) // Trudy Fersmanovskoj nauchnoj sessii GI KNC RAN. – 2020. – № 17. – S. 401-405.

10. Novikov D.A., Nichkova L.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F., Pyryaev A.N., Sigora G.A., Khomenko T.Yu. Distribution of the stable isotopes ($\delta^{18}\text{O}$, δD и $\delta^{13}\text{C}$) in natural waters of the Baydar valley (Crimean Peninsula) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 98. – № 01038.

11. Novikov D.A., Nichkova L.A., Chernykh A.V., Dul'cev F.F., Zhitova L.M., Sigora G.A. Hidrogeohimicheskie anomalii Bajdarskoj doliny (Krymskij poluostrov) // GEO-Sibir'-2019. T. 2. Nedropol'zovanie. Novye napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh: sb. materialov XV Mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa, Novosibirsk, 24-26 aprelya 2019 g. – 2019. – S. 117-124.

12. Nichkova L.A., Novikov D.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F., Sigora G.A., Khomenko T.Yu. Geochemistry of natural waters of the Baydar valley (Crimean Peninsula) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 98. – № 01036.

13. SanPiN 2.1.4.1074-01. Pit'evaya voda. Gigienicheskie trebovaniya k kachestvu vody centralizovannyh sistem pit'evogo vodosnabzheniya. Kontrol' kachestva. Gigienicheskie trebovaniya k obespecheniyu bezopasnosti sistem goryachego vodosnabzheniya. Utv. Gl. gos. sanitarnym vrachom RF 28 iyunya 2010 g. № 74 s izmeneniyami na 2 apr. 2018 g. Moskva, 2018. 125 s.

14. GOST R 51232-98. Voda pit'evaya. Obshchie trebovaniya k organizacii i metodam kontrolya kachestva. Moskva: FGUP "STANDARTINFORM", 2010. – 18 s.

15. GN 2.1.5.1315-03. Predel'no dopustimye koncentracii (PDK) himicheskikh veshchestv v vode vodnyh ob"ektov hozyajstvenno-pit'evogo i kul'turno-bytovogo vodopol'zovaniya. Utv. Gl. gos. sanitarnym vrachom RF 30 apr. 2003 g. № 78. Moskva, 2003. – 94 s.

16. Guidelines for drinking-water quality: fourth edition incorporating the first addendum. – Geneva: World Health Organization, 2007. – 631 p.

*© Д. А. Новиков, А. В. Черных, А. А. Хвощевская, Ф. Ф. Дульцев,
Л. А. Ничкова, Г. А. Сигора, Т. Ю. Хоменко, Т. А. Яхин, 2021*

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНЫХ РАЙОНОВ ЗАУРАЛЬСКОЙ МЕГАМОНОКЛИЗЫ

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, к.г.-м.н., зав. лабораторией, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа и кафедры общей и региональной геологии

Александр Николаевич Пыряев

Институт геологии и минералогии им. В. С. Соболева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.х.н., научный сотрудник, e-mail: pyrayev@igm.nsc.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, ассистент кафедры химической и биологической физики

Федор Федорович Дульцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Анатолий Витальевич Черных

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Светлана Викторовна Бакустина

ООО «НОВАТЭК НТЦ», 625026, Россия, г. Тюмень, ул. 50 Лет ВЛКСМ, 53, начальник отдела исследования пластовых флюидов, e-mail: SVBakustina@novatek.ru

Дмитрий Владимирович Ульянов

ООО «НОВАТЭК НТЦ», 625026, Россия, г. Тюмень, ул. 50 Лет ВЛКСМ, 53, Главный специалист отдела исследований пластовых флюидов, e-mail: D.Ulyanov@novatek.ru

В работе представлены первые результаты комплексных изотопно-гидрогеохимических исследований пластовых вод верхнеюрских отложений центральных районов Зауральской мегамоноклизы. Показано, что большинство вод имеет узкое распределение изотопов кислорода и водорода (δD от -103,2 до -85,6 ‰ и $\delta^{18}O$ от -15,4 до -12,9 ‰). Часть из них имеет ярко выраженные экскурсы по изотопному составу, что говорит о различии в их генезисе: от конденсатогенного до смешанного с древними инфильтрогенными. Изотопный состав углерода водорастворенной углекислоты ($\delta^{13}C_{DIC}$ от -41,6 до -16,3 ‰) указывает на ее биогенное происхождение и возможность межпластовых перетоков из вышележающих горизонтов.

Ключевые слова: гидрогеохимия, стабильные изотопы, генезис подземных вод, Зауральская мегамоноклиза, Западная Сибирь, Арктика

FORMATION CONDITIONS OF GROUNDWATER OF THE UPPER JURASSIC OF THE CENTRAL REGIONS OF THE ZAURAL MEGAMONOCLYSIS

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., PhD, head of the laboratory, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., associate professor

Aleksandr N. Pyrayev

Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Researcher, e-mail: pyrayev@igm.nsc.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova st. 2, assistant

Fedor F. Dultsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Anatoliy V. Chernykh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Svetlana V. Bakustina

LLC "NOVATEK STC", 625026, Russia, Tyumen, 53, 50 Let VLKSM st., Head of Reservoir Fluids Research Department, e-mail: SVBakustina@novatek.ru

Dmitry V. Ulyanov

LLC "NOVATEK STC", 625026, Russia, Tyumen, 53, 50 Let VLKSM st., Chief Specialist of Reservoir Fluid Research Department, e-mail: D.Ulyanov@novatek.ru

The article presents the first results of complex isotope-hydrogeochemical studies of reservoir waters of the Upper Jurassic deposits of the central regions of the Zaural megamonoclysis. It was shown that most waters have a narrow distribution of oxygen and hydrogen isotopes (δD from -103.2 to -85.6 ‰ and $\delta^{18}O$ from -15.4 to -12.9 ‰). Some of them have pronounced excursions on the isotopic composition, which indicates a difference in their genesis: from condensate to mixed with ancient infiltrogenic. The isotopic composition of carbon of water-dissolved carbon dioxide ($\delta^{13}C_{DIC}$ from -41.6 to -16.3 ‰) indicates its biogenic origin and the possibility of interstratal flows from overlying horizons.

Keywords: hydrogeochemistry, stable isotopes, genesis of groundwater, Zaural megamonoclysis, Western Siberia, Arctic

Геохимия подземных вод арктического сектора Западной Сибири активно изучается на протяжении последних 50 лет в связи с широкомасштабными поисковыми работами на нефть и газ [1-4]. Несмотря на это, до последнего времени в научной литературе отсутствуют данные по изотопно-геохимическим исследованиям подземных вод нефтегазоносных отложений. В последние годы в лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири ИНГГ СО РАН ведутся широкомасштабные работы, направленные на получение этой крайне важной в теоретическом и прикладном значении информации.

Являясь уникальным материалом в рамках каждого месторождения углеводородов (УВ), изотопный состав таких вод и водорастворенного углерода является ключевым фактором в фундаментальных гидрогеохимических исследованиях, поскольку позволяет реконструировать процессы захоронения вод [5], условий их нахождения в водоносном горизонте, взаимодействия с окружением [6], что в свою очередь представляет ценность для нефтегазопоисковых исследований и разработки залежей УВ.

В настоящей работе представлены первые данные по комплексным изотопно-гидрогеохимическим исследованиям 7 проб подземных вод пласта П, вогулкинской толщи, абалакской свиты одного из газовых месторождений, расположенных в Приуральской НГО Западно-Сибирской НГП (рис. 1). Лабораторное изучение химического состава методами титриметрии, ионной хроматографии, масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой проводилось в ПНИЛ гидрогеохимии ИШПР ТПУ. Изотопные исследования ($\delta^{18}\text{O}$, δD и $\delta^{13}\text{C}$) выполнялись в Аналитическом центре МИИ ИГМ СО РАН с помощью изотопного масс-спектрометра FinniganTM MAT 253, снабженного приставками пробоподготовки H/Device и GasBench II. Методики определения $\delta^{18}\text{O}$, δD и $\delta^{13}\text{C}$ описаны в литературе [7-10]. Все измерения проводились относительно материалов сравнения Международного агентства по атомной энергии (IAEA): NBS-18 и NBS-19 – при измерениях $\delta^{13}\text{C}$; VSMOW2, SLAP2 и GISP – при измерениях δD и $\delta^{18}\text{O}$. Результаты представлены относительно стандарта VPDB для углерода и VSMOW – для кислорода и водорода. Погрешность измерений не превышала 0,2 ‰ при определениях $\delta^{13}\text{C}$, 0,3 ‰ – для $\delta^{18}\text{O}$ и 2 ‰ – для δD .

Изученная коллекция проб пластовых вод отличается весьма пестрым составом, что характерно для вод конденсатогенного типа. По классификации С.А. Щукарева они относятся к Cl Na, Cl Ca, Cl- HCO_3 Ca-Na-Mg, HCO_3 -Cl Na-Ca, HCO_3 -Cl Ca-Na и HCO_3 Ca типам (рис. 1).

Накопление в растворе основных солеобразующих анионов и катионов контролируется химическим типом воды и находится в прямой зависимости от величины ее общей минерализации, которая варьирует от 201 до 2781 мг/дм³. Величина pH изменяется от 6,4 до 7,2, составляя в среднем 6,9. Суммарное содержание диссоциатов водорастворенной углекислоты (DIC – dissolved inorganic carbon) в водах по сумме $\text{CO}_{2\text{водн}}$ и HCO_3^- (содержание CO_3^{2-} - не определялось) составляло от 2,0 до 3,5 ммоль/л при соотношении $\text{CO}_{2\text{водн}}/\text{HCO}_3^-$ от 0 до 0,34. В микрокомпонентном составе наиболее высокие содержания (мг/дм³) установлены у: Fe (до 37,2), Ba (до 16,9), I (до 13,8), Br (до 7,5), стронция (до 5,8), Si (до 5,6), Li (до 3,2) и B (до 2,9). С ростом величины общей минерализации в растворе накапливаются в следующих концентрациях тяжелые металлы (мкг/дм³): Zn (до 558), Ni (до 105), Pb (до 67,6), Cu (до 43), Co (до 8,7), Mo (до 2,4), Cd (до 0,8) и Sn (до 0,3).

Изучив распределение широкого спектра элементов в исследуемых пробах был выбран следующий набор коэффициентов: rNa/rCl, Cl/Br, B/Br и HCO_3/Cl (рис. 1 в-е). Проанализировав ранее проведенные исследования по палеогидрогеохимическим реконструкциям изучаемого комплекса отложений [11-12] можно

с уверенностью разделить пробы из коллекции на две группы. Первая группа - конденсатогенный тип маломинерализованных вод ($201-1135 \text{ мг/дм}^3$) характеризуется средними отношениями $\text{Ca/Na}=2,7$; $\text{Ca/Mg}=8,4$; $\text{Ca/Si}=42,4$; $\text{Mg/Si}=4,6$; $\text{Na/Si}=13,7$; $\text{Si/Na}=0,1$. Значения генетических коэффициентов для этой группы составляют: $r\text{Na/rCl}$ – от 0,11 до 2,17; Cl/Br – от 196 до 2146; V/Br – от 0,41 до 7,69 и HCO_3/Cl от 0,21 до 10,91. Содержания Th (мкг/дм^3) варьируют от 0,007 до 0,109, U – от 0,002 до 0,049, Th/U отношение в среднем составляет 1,75. Вторая группа относится к смеси конденсатогенных и пластовых вод, сформированных в условиях инфильтрации (древние инфильтрогенные воды) и имеет ряд отличий. Величина их общей минерализации достигает 2781 мг/дм^3 , а значения коэффициентов составляют: $\text{Ca/Na}=0,08$; $\text{Ca/Mg}=2,1$; $\text{Ca/Si}=30,1$; $\text{Mg/Si}=14,6$; $\text{Na/Si}=349,6$; $\text{Si/Na}=0,003$. Величины генетических коэффициентов указывают на седиментогенно-инфильтрогенный генезис: $r\text{Na/rCl}$ – 0,89; Cl/Br – 210; V/Br – 0,39 и HCO_3/Cl – 0,09. Содержания Th (мкг/дм^3) – 0,01, U – 0,0005, Th/U отношение достигает 22,95. При этом средние содержания некоторых элементов среди вод первой и второй групп отличаются на математический порядок (мг/дм^3): по I – 0,09 и 13,8; Ва – 1,0 и 16,9; Br – 0,22 и 7,54; и Sr – 0,39 и 5,75 соответственно. Не выявлено концентрирования в растворе NH_4 , P, Si, Li, Ti, Mn, Fe, Cu и других.

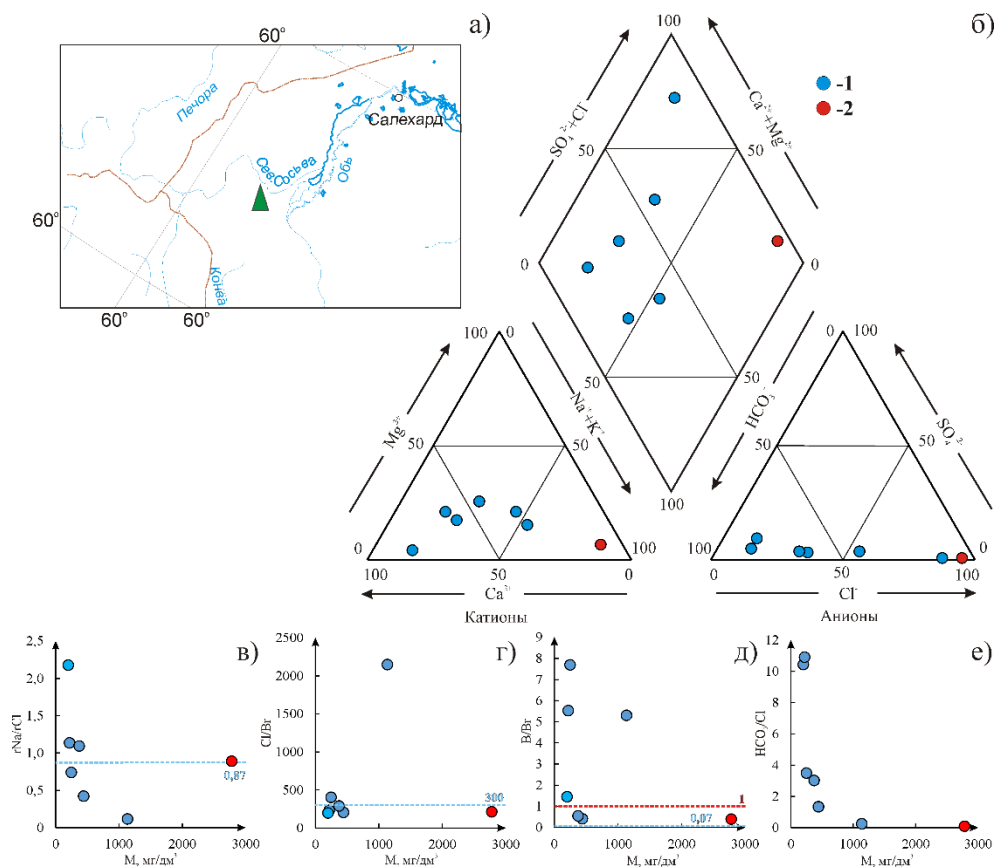


Рис. 1 Карта района исследований (а); диаграмма Пайпера (б); типизация подземных вод по коэффициентам $r\text{Na/rCl}$ (в), Cl/Br (г), V/Br (д) и HCO_3/Cl (е):

1 – конденсатогенные воды; 2 – преимущественно конденсатогенные воды; 3 – смесь конденсатогенных вод с древними инфильтрогенными.

Изотопные характеристики изученных вод и DIC представлены в таблице 1. Значения δD и $\delta^{18}O$ вод варьируют в диапазоне от -103,2 до -85,6 и от -15,4 до -12,9 ‰. Большая часть проб имеет узкое распределение изотопов кислорода и водорода, образуя группу точек (рис. 2 а). Отдельно выделяются две точки, соответствующие пробам с наименьшей и наибольшей степенью минерализации. Все полученные пары значений δD - $\delta^{18}O$ располагаются выше как глобальной линии метеорных вод (GMWL [13]), так и локальных метеорных линий (LMWL) для ближайших метеорологических станций – Печора и Ханты-Мансийск [14].

Таблица 1

Характеристика стабильных изотопов Н, О и С для вод верхнеюрских отложений центральных районов Зауральской мегамоноклизы

№ пробы	М, мг/дм ³	рН	$\delta^{18}O$, ‰	δD , ‰	$\delta^{13}C_{DIC}$, ‰	Содержание DIC, моль/л
1	201	7,18	-15,4	-103,2	-41,6	2,0
2	220	7,02	-14,3	-95,5	-25,0	2,4
3	249	6,95	-14,4	-95,5	-23,2	2,2
4	374	7,2	-14,4	-94,6	-16,3	3,5
5	443	6,86	-14,2	-94,0	-21,7	3,4
6	1135	6,42	-14,4	-95,5	-22,1	3,1
7	2781	7,02	-12,9	-85,6	-17,3	2,8

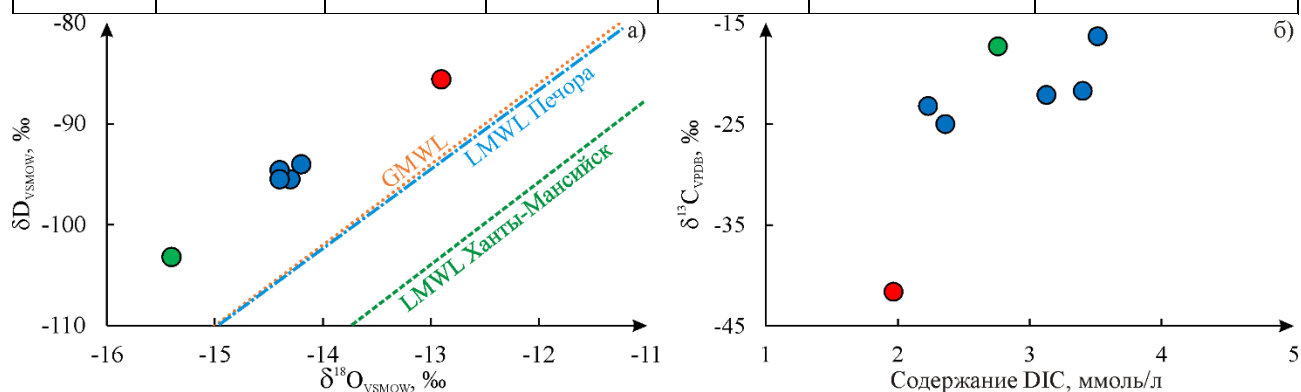


Рис. 2: Изотопные отношения кислорода и водорода вод верхнеюрских отложений центральных районов Зауральской мегамоноклизы относительно GMWL [13] и локальных метеорных линий Печоры и Ханты-Мансийска [14] (а) и изотопно-концентрационная характеристика DIC изученных вод (б).

Условные обозначения см. на рис. 1.

Изотопный состав углерода DIC в исследованных водах различен (рис. 2 б). Для пробы наименее минерализованной воды значение $\delta^{13}C_{DIC}$ - изотопно наиболее легкое (-41,6 ‰). Эта проба отличается самым низким содержанием хлорид-иона. Переход к пробам с большей минерализацией и большим содержанием ионов Na^+ и Cl^- приводит к резкому утяжелению изотопного состава водорастворенного углерода до значений от -25,0 до -16,3 ‰.

Полученные значения δD и $\delta^{18}O$ исследованных вод существенно отличаются от изотопных характеристик современных атмосферных осадков. При этом величина дейтериевого эксцесса d [15] в изученных водах, рассчитанного как $d = \delta D - 8 \cdot \delta^{18}O$, составляла от 18,9 до 20,0 ‰. Такое отклонение точек от GMWL свидетельствует об условиях формирования этой влаги в условиях, очень сильно отличающихся от равновесных (Релеевское фракционирование влаги), при повышенном уровне испарения влаги [16], которое контролируется в первую очередь относительной влажностью и температурой поверхности, с которой происходит испарение [17]. Сравнение полученных данных по изотопному составу кислорода и водорода с современными локальными метеорными линиями показывает, что исследованные воды были сформированы в условиях, сильно отличающихся от современных, то есть они могут, в первом приближении, быть отнесены к древним инфильтрационным и отражают условия древнего климата. В нашем случае большинство вод имеет относительно невысокую степень минерализации в сравнении с аналогичными объектами [1-2, 4, 18-20], что предполагает их первично конденсатогенный генезис.

По мере роста общей минерализации вод изотопный состав кислорода и водорода утяжеляется. Видно, что проба 7 имеет наиболее тяжелый изотопный состав, в то время как проба 1 – наиболее изотопно легкая (см. табл. 1). Остальные точки с высоким коэффициентом корреляции ($R^2 = 0.99$) ложатся на прямую соединяющую пары значений δD - $\delta^{18}O$ для проб 1 и 7. Наблюдается постепенная смена типа вод от гидрокарбонатных натриево-кальциевых к хлоридным натриевым. При этом содержание гидрокарбонат-иона во всех водах остается на очень близком уровне (120-190 мг/дм³). Этот прирост концентрации ионов хлора и натрия также подтверждает наличие древних инфильтрационных вод, примешиваемых все в больших количествах к исходно конденсатогенным.

Вопрос точного возраста изученных вод на текущий момент остается открытым. Тем не менее, определенную информацию об условиях захоронения вод, их взаимодействии с окружением можно подчерпнуть на основании данных по изотопному составу водорастворенного углерода.

Значения $\delta^{13}C_{DIC}$ во всех изученных водах - достаточно легкие (ниже -16,3 ‰), что предполагает органигенное и/или биогенное происхождение DIC во всех изученных пробах. В первом случае источником углекислоты служит термодегградация и окисление органических веществ (ОВ) [5], захороненных вместе с осадочными породами и водой, что должно приводить к высвобождению изотопно-легкой углекислоты. Во втором случае синтез водорастворенного CO₂ происходит в результате жизнедеятельности анаэробных микроорганизмов [6]. Очевидно, что для окисления ОВ необходима доступность кислорода, что представляется маловероятным для подземных вод на больших глубинах с умеренными температурными условиями (до 100 °С). Термодегградация органического ОВ в существенной степени начинается при достаточно высоких температурах (более 105 °С), о чем свидетельствуют результаты работы, посвященной термическому распаду органических поллютантов [21]. В нашем случае температура исследованных вод составляет 45-50 °С, что явно ниже указанной пороговой.

Соответственно, полученный изотопный состав углерода в DIC изученных вод является либо следствием древних высокотермических событий, при которых произошел распад ОВ, приведший к высвобождению изотопно-легкой водорастворенной углекислоты, либо результатом бактериальной активности. Более того, второй фактор неизбежно накладывается на первый ввиду давности гипотетического высокотермического события. Следовательно, основным источником изотопно-легкого водорастворенного углерода следует рассматривать бактериальную анаэробную переработку ОВ, превалирующими механизмами которой принято считать метаногенез и сульфатредукцию (SMT-sulfate-methane transition) [5-6]. Метаногенез может развиваться по нескольким путям питания, но наиболее распространенным для морских и подобных им систем принято считать карбонат-редукционный, при котором происходит восстановление предпочтительно обедненной углеродом ^{13}C водорастворенной углекислоты водородом до метана [22], при этом остающийся DIC насыщается тяжелым изотопом. В свою очередь, SMT [Ошибка! Источник ссылки не найден.] приводит к преобразованию метана в гидрокарбонат-ион, наследующий изотопно-легкий состав углерода [22]. Для проявления механизма SMT с одной стороны требуется достаточно высокое содержание сульфатов (более 0,2 ммоль) и метана (как прекурсора) в системе [Ошибка! Источник ссылки не найден.], с другой – при анаэробном окислении метана по указанному механизму содержание этих компонентов в системе снижается: сульфатов - за счет их перехода в сульфидную форму, метана – за счет его окисления до гидрокарбоната [22].

В нашем случае для всех исследованных проб содержание SO_4^{2-} составляло от 0,05 до 0,11 ммоль, что вполне может соответствовать конкурентному проявлению двух перечисленных процессов анаэробного преобразования органического вещества [22]. Из полученных значений $\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ можно сделать предположение, что превалирующим механизмом преобразования ОВ для большинства бактериальных систем изученных вод выступает метаногенез, при котором нормальными значениями относительной концентрации углерода ^{13}C в DIC принято считать значения от -20 до 0 ‰ [6]. В свою очередь, для вод, в которых значения $\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ имеют более отрицательные значения (-23 ‰ и ниже) наблюдается большее проявление SMT-механизма. При этом интересно отметить, что смена механизма преобразования органического вещества согласуется с уровнем минерализации вод и изотопным составом водорода и кислорода вод, что в очередной раз подтверждает предполагаемое попадание в систему древних инфильтрационных вод.

Таким образом, результаты изотопных исследований кислорода и водорода вод верхнеюрских отложений центральных районов Зауральской мегамоноклизы в комплексе с анализом их химических особенностей показали их древнее происхождение. Генезис вод носит смешанный характер с постепенным переходом от выраженного конденсатогенного к древним инфильтрационным. Изотопный состав водорастворенного углерода в водах многообразен и указывает на биогенное (бактериальное) происхождение DIC в результате комплекса конку-

рирующих процессов переработки органического вещества: метаногенеза и сульфатредукции.

Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025; РФФИ в рамках научного проекта № 18-05-70074 «Ресурсы Арктики»; РФФИ и Правительства Ямало-Ненецкого автономного округа в рамках научного проекта № 19-45-890005.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шварцев С.Л., Новиков Д.А. Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 8. – С. 1008-1020.
2. Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г. Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 826-832.
3. Конторович А.Э. Пути освоения ресурсов нефти и газа Российского сектора Арктики // Вестник РАН. – 2015. – Т. 85. – № 5-6. – С. 420-430.
4. Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – V. 44. – № 5. – P. 780-788.
5. Ферронский В.И., Поляков В.А. Изотопия гидросферы. – Москва: Научный мир, 2009. – 632 с.
6. Whiticar M.J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane // Chemical Geology. – 1999. – V. 161. – P. 291-314.
7. Epstein S., Mayeda T. Variation of O18 content of waters from natural sources // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1953. – V. 4 (5). – P. 213-224.
8. Nelson S.T. A simple, practical methodology for routine VSMOW/SLAP normalization of water samples analysed by continuous flow methods Rapid Communications in Mass Spectrometry // Rapid Commun Mass Spectrom. – 2000. – V. 14. – P. 1044-1046.
9. Evans M.J., Derry L.A., France-Lanord C. Degassing of metamorphic carbon dioxide from the Nepal Himalaya // Geochemistry, Geophysics, Geosystems. – 2008. – V. 9 (4). – P. 1-18.
10. Kopeck B.G., Feng X., Posmentier E.S., Sonder L. J. Seasonal Deuterium Excess Variations of Precipitation at Summit, Greenland, and their Climatological Significance // Journal of Geophysical Research: Atmospheres. – 2019. – V. 124. – P. 72– 91.
11. Новиков Д.А., Черных А.В., Садыкова Я.В., Дульцев Ф.Ф., Хилько В.А., Юрчик И.И. Эволюция гидрогеохимического поля северных и арктических районов Западно-Сибирского осадочного бассейна в мезозое // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 10. – С. 165-180.
12. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972-1012.
13. Craig H. Isotopic variations in meteoric waters // Science. – 1961. – V.133 (3465). – P. 1702–1703.
14. International Atomic Energy Agency (IAEA). [Электронный ресурс] URL: <https://nucleus.iaea.org/wiser/index.aspx>.
15. Dansgaard W. Stable isotopes in precipitation // Tellus. – 1964. – Vol. 16. – № 4. – P. 436–468.
16. Gat J. R., Matsui E. Atmospheric water balance in the Amazon basin: An isotopic evapotranspiration model // Journal of Geophysical Research. – 1991. – V. 96. – №7. – P. 13179-13188.

17. Benetti M., Reverdin G., Pierre C., Merlivat L., Risi C., Steen-Larsen H.C., Vimeux F. Deuterium excess in marine water vapor: Dependency on relative humidity and surface wind speed during evaporation // *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*. – 2014. – V. 119. – P. 584-593.
18. Novikov D.A., Sukhorukova A.F. Hydrogeology of the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin // *Arabian Journal of Geosciences*. – 2015. – V. 8. – № 10. – P. 8703-8719.
19. Novikov D.A. Genetic classification of subsurface waters and brines of Arctic regions of Siberia // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2018. – V. 193. – №. 012049.
20. Новиков Д.А., Пыржев А.Н., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф., Рыжкова С.В. Первые данные по изотопному составу пластовых вод разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2021. – Т. 332. – № 2. – С. 59-72.
21. Font R., Gomez-Rico M.F., Fullana A. Thermal degradation of organic pollutants in sewage sludge // *Water Pollution IX*. – 2008. – V. 111. – P. 405-414.
22. Pohlman J.W., Ruppel C., Hutchinson D.R., Downer R., Coffin R.B. Assessing sulfate reduction and methane cycling in a high salinity pore water system in the northern Gulf of Mexico // *Marine and Petroleum Geology*. – 2008. – V. 25. – P. 942-951.
23. Jørgensen B.B., Beulig F., Egger M., Petro C., Scholze C., Røy H. Organoclastic sulfate reduction in the sulfate-methane transition of marine sediments // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2019. – V. – 254. – P. 231-245.

REFERENCES

24. Shvarcev S.L., Novikov D.A. Priroda vertikal'noj gidrogeohimicheskoy zonal'nosti neftegazonosnyh otlozhenij (na primere Nadym-Tazovskogo mezhdurech'ya, Zapadnaya Sibir') // *Geologiya i geofizika*. – 2004. – Т. 45. – № 8. – S. 1008-1020.
25. Stavickij B.P., Kurchikov A.R., Kontorovich A.E., Plavnik A.G. Hidrohimicheskaya zonal'nost' yurskih i melovyh otlozhenij Zapadno-Sibirskogo bassejna // *Geologiya i geofizika*. – 2004. – Т. 45. – № 7. – S. 826-832.
26. Kontorovich A.E. Puti osvoeniya resursov nefti i gaza Rossijskogo sektora Arktiki // *Vestnik RAN*. – 2015. – Т. 85. – № 5-6. – S. 420-430
- Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // *Petroleum Exploration and Development*. – 2017. – V. 44. – № 5. – P. 780-788.
27. Ferronskij V.I., Polyakov V.A. *Izotopiya gidrosfery*. – Moskva: Nauchnyj mir, 2009. – 632 s.
28. Whiticar M.J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane // *Chemical Geology*. – 1999. – V. 161. – P. 291-314.
29. Epstein S., Mayeda T. Variation of O18 content of waters from natural sources // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1953. – V. 4 (5). – pp. 213-224.
30. Nelson S.T. A simple, practical methodology for routine VSMOW/SLAP normalization of water samples analysed by continuous flow methods *Rapid Communications in Mass Spectrometry* // *Rapid Commun Mass Spectrom*. – 2000. – V. 14. – P. 1044-1046.
31. Evans M.J., Derry L.A., France-Lanord C. Degassing of metamorphic carbon dioxide from the Nepal Himalaya // *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*. – 2008. – V. 9 (4). – P. 1-18.
32. Kopec B.G., Feng X., Posmentier E.S., Sonder L. J. Seasonal Deuterium Excess Variations of Precipitation at Summit, Greenland, and their Climatological Significance // *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*. – 2019. – V. 124. – P. 72- 91.
33. Novikov D.A., Chernyh A.V., Sadykova YA.V., Dul'cev F.F., Hil'ko V.A., Yurchik I.I. Evolyuciya gidrogeohimicheskogo polya severnyh i arkticheskikh rajonov Zapadno-Sibirskogo osadochnogo bassejna v mezozoe // *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*. – 2019. – Т. 330. – № 10. – S. 165-180.
34. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gajdeburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan

P.A. Paleogeografiya Zapadno-Sibirskogo osadochnogo bassejna v yurskom periode // Geologiya i geofizika. – 2013. – T. 54. – № 8. – S. 972-1012
Craig H. Isotopic variations in meteoric waters // Science. – 1961. – V.133 (3465). – P. 1702–1703.

35. International Atomic Energy Agency (IAEA). [Электронный ресурс] URL: <https://nucleus.iaea.org/wiser/index.aspx>.

36. Dansgaard W. Stable isotopes in precipitation // Tellus. – 1964. – Vol. 16. – № 4. – P. 436–468.

37. Gat J. R., Matsui E. Atmospheric water balance in the Amazon basin: An isotopic evapotranspiration model // Journal of Geophysical Research. – 1991. – V. 96. – №7. – P. 13179-13188.

38. Benetti M., Reverdin G., Pierre C., Merlivat L., Risi C., Steen-Larsen H.C., Vimeux F. Deuterium excess in marine water vapor: Dependency on relative humidity and surface wind speed during evaporation // Journal of Geophysical Research: Atmospheres. – 2014. – V. 119. – P. 584-593.

39. Novikov D.A., Sukhorukova A.F. Hydrogeology of the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin // Arabian Journal of Geosciences. – 2015. – V. 8. – № 10. – P. 8703-8719.

40. Novikov D.A. Genetic classification of subsurface waters and brines of Arctic regions of Siberia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – V. 193. – №. 012049.

41. Novikov D.A., Pyryaev A.N., Chernyh A.V., Dul'cev F.F., Ryzhkova S.V. Pervye dannye po izotopnomu sostavu plastovyh vod razrabatyvaemyh neftyanyh mestorozhdenij Novosibirskoj oblasti // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2021. – T. 332. – № 2. – S. 59-72
Font R., Gomez-Rico M.F., Fullana A. Thermal degradation of organic pollutants in sewage sludge // Water Pollution IX. – 2008. – V. 111. – P. 405-414.

42. Pohlman J.W., Ruppel C., Hutchinson D.R., Downer R., Coffin R.B. Assessing sulfate reduction and methane cycling in a high salinity pore water system in the northern Gulf of Mexico // Marine and Petroleum Geology. – 2008. – V. 25. – P. 942–951.

43. Jørgensen B.B., Beulig F., Egger M., Petro C., Scholze C., Røy H. Organoclastic sulfate reduction in the sulfate-methane transition of marine sediments // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 2019. – V. – 254. – P. 231-245.

© Д. А. Новиков, А. Н. Пыряев, Ф. Ф. Дульцев,
А. В. Черных, С. В. Бакустина, Д. В. Ульянов, 2021

НАХОДКИ РУКОВОДЯЩИХ ФОРМ КОНОДОНТОВ В ВЕРХНЕМ ОРДОВИКЕ ПРИТЕЛЕЦКОГО АЛТАЯ

Ольга Тимофеевна Обут

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, тел. (383) 333-2431, e-mail: ObutOT@ipgg.sbras.ru

Николай Валерианович Сенников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, д.г.-м.н., зав. лабораторией, тел. (383) 363-8029, e-mail: SennikovNV@ipgg.sras.ru

Дмитрий Андреевич Печериченко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, аспирант, инженер, тел. (383) 333-2431, e-mail: PecherichenkoDA@ipgg.sbras.ru

Приводятся новые данные о находке руководящих форм конодонтов из толщи верхнего ордовика в Прителецкой зоне Горного Алтая. Впервые на этой территории обнаружены представители родов *Plectodina* и *Belodina*.

Ключевые слова: конодонты, верхний ордовик, Прителецкий Алтай

INDEX SPECIES OF UPPER ORDOVICIAN CONODONTS FROM THE TELETSKOE LAKESIDE ALTAI

Olga T. Obut

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Ave., Ph.D., Senior Researcher of laboratory of paleontology and stratigraphy, tel. (383) 333-2431, e-mail: ObutOT@ipgg.sbras.ru

Nikolay V. Sennikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Ave., Dr. Sc., head of laboratory, tel. +7 (383) 363-8029, e-mail: SennikovNV@ipgg.sras.ru

Dmitry A. Pecherichenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Ave., student, engineer, tel. (383) 333-2431, e-mail: PecherichenkoDA@ipgg.sbras.ru

New data on the conodont index species from Upper Ordovician of the Teletskoe Lakeside, Gorny Altai, are presented. For the first time for this region representatives of the genera *Plectodina* and *Belodina* were found.

Keywords: conodonts, Upper Ordovician, Teletskoe Lakeside Altai

Прителецкая структурно-фациальная зона (СФЗ) расположена на востоке западной части Алтае-Саянской складчатой области, на территории Горного Алтая на западе от северной части озера Телецкое (рис. 1). Ордовикский разрез Прителецкой СФЗ сложен тозодовской, самышской и иогачской толщами средне-позднеордовикского возраста [1]. В последние годы появились первые сведения о находках микрофоссилий (конодонты, остракоды) из осадочных толщ территории Прителецкого Алтая [1-3]. Уточнение возраста отмеченных толщ требует получение дополнительных послыжных данных по фаунистическим комплексам последовательно по всему ордовикскому разрезу, что затруднено трудностью района, вследствие сильной его залесенности.

Самышская толща в изученном районе представлена пестроцветными породами: серыми, зеленовато-серыми до красноцветными и пестроцветными оттенками песчаниками, алевролитами (в том числе, известковистыми), аргиллитами и известняками [1, 2]. Мощность толщи достигает 700 м, возрастной интервал – средний-низы позднего ордовика (дарривил-сандбий) [1]. В третьей пачке самышской толщи разреза Самыш, который расположен по правому борту р. Самыш (см. рис.1) в 1 км выше притока Левый Самыш, были определены конодонты *Drepanoistodus cf. arcuatus* Pander, *Drepanoistodus* sp., *Parapanderodus striatus* (Gr. et Ell.), *Acodus* sp. и остракоды *Easchmidtella* sp., *Pseudozygobolbina* sp., датирующие отложения средним ордовиком (дарривил) [2].

Иогачская толща характеризуется красноцветными и серо-зеленоцветными песчаниками, конгломератами, алевролитами и аргиллитами (с линзами известняков [1, 2]. Мощность толщи достигает 250 м, возрастной интервал – вторая половина позднего ордовика (катий-хирнант) [1]. Находок конодонтов из этой толщи сделано не было.

Авторами данной работы изучены коренные выходы, вскрытые вдоль дороги от правого берега р. Самыш на перевал в сторону руч. Калычак (правого притока р. Самыш), примерно в 5 км на юг от северной части озера Телецкое (см. рис.1). Там распространены преимущественно серые и зеленовато-серые осадочные образования. Среди макрофаунистических остатков в алевролитах и глинистых известняках встречаются брахиоподы, местами образующие скопления в виде «банок», наутилоидеи и криноидеи. Образцы на микрофауну отобраны поперек простирания толщи по направлению со стороны вершины перевала к русловой террасе р. Самыш из карбонатных разностей пород – серых известковистых алевролитов, светло-серых, серых и темно-серых мелкозернистых известняков, местами обломочных. Прослой этих карбонатных пород имеют мощности от 10-15 см до 5-10 м и располагаются среди относительно массивных алевролитов и аргиллитов. Ближе к русловой террасе р. Самыш пестроцветность пород возрастает, встречаются прослой лиловых и красноватых алевролитов и известковистых аргиллитов.

Рассматриваемая толща имеет большую мощность (возможно, до нескольких км), а по литологическим характеристикам ее можно отнести либо к самышской, либо к низам иогачской толщи. Этот вопрос требует дополнительного изучения.



Рис. 1 Расположение местонахождений с конодонтами в Прителецком Алтае:

1 – обнажение по дороге Самыш-Калычак, 2 – разрез «Самыш».

Из четырех образцов пород рассматриваемого разреза после химической обработки растворами уксусной кислоты (10-15 %) получены многочисленные конодонты, сколекодонты и остракоды. Обнаруженная ассоциация конодонтов включает: *Plectodina* sp., *Scandodus* sp., *Scolopodus* sp., *Phragmodus undatus* Br. et M., *Panderodus gracilis* Br. et M., *Belodina confluens* Sweet. Все перечисленные таксоны характерны для отложений верхнего ордовика (верхняя часть сандбия- катий) многих регионов мира [4-9]. Руководящим таксоном является вид *Belodina confluens* Sweet, присутствие которого в найденной ассоциации позволяет определить возраст вмещающих пород в объеме одноименной конодонтовой зоны, что соответствует ранней части катийского века позднего ордовика [6-9].

Таким образом, впервые на территории Прителецкого Алтая были обнаружены конодонты катийского яруса верхнего ордовика. В региональной биостратиграфической схеме по конодонтам для всей территории Горного Алтая в верхнеродовикской последовательности можно констатировать появление еще одного зонального интервала – *Belodina confluens*. Ранее в этом отделе были установлены только две конодонтовые зоны в верхней части сандбийского яруса - самых низах катийского яруса – *Belodina compressa* и *Phragmodus undatus* [1, 10, 11].

Авторы координируют свои исследования с программами работ по проектам СО РАН, РАН, IGCP 653 и IGCP 735.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сенников Н.В., Обут О.Т., Изох Н.Г., Киприянова Т.П., Лыкова Е.В., Толмачева Т.Ю., Хабибулина Р.А. Региональная стратиграфическая схема ордовикских отложений западной части Алтае-Саянской складчатой области (новая версия) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – № 7. – С. 15-53.

2. Сенников Н.В., Обут О.Т., Гонта Т.В., Тимохин А.В., Модзалевская Т.Л., Лыкова Е.В., Толмачева Т.Ю. Ордовикские фаунистические ассоциации и осадочные комплексы Прителецкой части Горного Алтая. // Труды Палеонтологического общества. Том I. – Москва: Изд-во ПИН РАН, 2018. – С. 134-147.
3. Sennikov N.V., O.T. Obut, E.V. Lykova, A.V. Timokhin, T.V. Gonta, R.A. Khabibulina, T.A. Sherbanenko, and T.P. Kipriyanova. Ordovician sedimentary basins and paleobiotas of the Gorny Altai. – Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, 2019. – 183 p.
4. Klapper G., Lindstrom M., Sweet W.C., Ziegler W. Catalogue of Conodonts. Vol. IV / W. Ziegler Ed. Stuttgart, 1981. - P. 61-90.
5. Klapper G., Sweet W. C. Ziegler W. Catalogue of Conodonts. Vol. V / W. Ziegler Ed. Stuttgart, 1991. - P. 193-196.
6. Zhen Y.Y., Percival I.G., Molloy P.D. Late Ordovician conodonts and brachiopods from near Greenvale in the Broken River Province, North Queensland // Proc. Linn. Soc. N.S.W. - 2015. – 137. - P. 86-133.
7. Leslie S.A. Mohawkian (Upper Ordovician) conodonts of Eastern North America and Baltoscandia // J. Paleont. - 2000. – Vol. 74 (6). - P. 1122-1147.
8. Толмачева Т.Ю. Биостратиграфия и биогеография конодонтов ордовика западной части Центрально-Азиатского складчатого пояса / науч. ред. А.С. Алексеев. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2014. - 264 с. (Труды ВСЕГЕИ. Новая серия. Том 356).
9. Gradstein F.M., Ogg J.G., Schmitz M.D., Ogg G.M. The Geologic Time Scale 2020, v. 2. – Elsevier, 2020. – 1357 p.
10. Сенников Н.В., Обут О.Т., Толмачева Т.Ю., Лыкова Е.В., Хабибулина Р.А. Верхний ордовик северо-востока Горного Алтая: строение и условия формирования // Геология и геофизика. - 2018в. - т. 59 (10). - С. 89-107.
11. Печериченко Д.А., Обут О.Т., Сенников Н.В. Новые данные по верхнеордовикским конодонтам гурьяновской свиты северо-востока Горного Алтая, в печати.

REFERENCES

1. Sennikov N.V., Obut O.T., Izokh N.G., Kipriyanova T.P., Lykova E.V., Tolmacheva T.Yu., Khabibulina R.A. Regional stratigraphic chart for the Ordovician of the western part Altai-Sayan Folded Area (new version) // Geology and Mineral Resources of Siberia . - 2018a. - №7с. - P. 15-53.
2. Sennikov N.V., Obut O.T., Gonta T.V., Timokhin A.V., Modzalevskaya T.L., Lykova E.V., Tolmacheva T.Yu. Ordovician faunal assemblages and sedimentary complexes of the Teletskoe Lakeside part of Gorny Altai. Trudy Paleont. Society Vol. I. Moscow: PIN RAS Press, 2018 b. - P. 134-147. [In Russian]
3. Sennikov N.V., Obut O.T., Lykova E.V., Timokhin A.V., Gonta T.V., Khabibulina R.A., Shcherbanenko T.A., Kipriyanova T.P. Ordovician sedimentary basins and paleobiotas of the Gorny Altai. Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, 2019. - 183 p.
4. Klapper G., Lindstrom M., Sweet W.C., Ziegler W. Catalogue of Conodonts. Vol. IV / W. Ziegler Ed. Stuttgart, 1981. - P. 61-90.
5. Klapper G., Sweet W. C. Ziegler W. Catalogue of Conodonts. Vol. V / W. Ziegler Ed. Stuttgart, 1991. - P. 193-196.
6. Zhen Y.Y., Percival I.G., Molloy P.D. Late Ordovician conodonts and brachiopods from near Greenvale in the Broken River Province, North Queensland // Proc. Linn. Soc. N.S.W. - 2015. – 137. - P. 86-133.
7. Leslie S.A. Mohawkian (Upper Ordovician) conodonts of Eastern North America and Baltoscandia // J. Paleont. - 2000. – Vol. 74 (6). - P. 1122-1147.
8. Tolmacheva T.Yu. Biostratigraphy and biogeography of conodonts from Ordovician of the western part of the Central-Asian folded belt / A.S. Alekseev Sci. ed. St.-Petersburg: VSEGEI press, 2014. - 264 p. [in Russian]

9. Gradstein F.M., Ogg J.G., Schmitz M.D., Ogg G.M. The Geologic Time Scale 2020, v. 2. – Elsevier, 2020. – 1357 p.
10. Sennikov N.V., Obut O.T., Tolmacheva T.Yu., Lykova E.V., Khabibulina R.A. The Upper Ordovician of northeastern Gorny Altai: stratigraphy and epositional environments// Geology and geophysics. - 2018c - Vol. 59 (1). - P. 89-107.
11. Pecherichenko D.A., Obut O.T., Sennikov N.V. New data on Upper Ordovician conodonts from the Gur'yanovka Formation, northeast of Gorny Altai, in print. [In Russian].

© *O. T. Обут, Н. В. Сенников, Д. А. Печериченко, 2021*

ПЕРВЫЕ НАХОДКИ ПОЗДНЕОРДОВИКСКИХ КОНОДОНТОВ РОДА SCYPHIODUS STAUFFER НА ГОРНОМ АЛТАЕ

Дмитрий Андреевич Печериченко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, аспирант, инженер, тел. (383)333-2431, e-mail: PecherichenkoDA@ipgg.sbras.ru

Ольга Тимофеевна Обут

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, тел. (383)333-2431, e-mail: ObutOT@ipgg.sbras.ru

Николай Валерианович Сенников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, д.г.-м.н., зав. лабораторией, тел. (383)363-8029, e-mail: SennikovNV@ipgg.sbras.ru

Приводятся новые данные о находках конодонтов в ранее не изученном разрезе «Чеченек» верхнего ордовика Горного Алтая. Впервые в этом разрезе обнаружены представители конодонтового рода *Scyphiodus* Stauffer.

Ключевые слова: конодонты, верхний ордовик, Горный Алтай, *Scyphiodus*

FIRST DATA ON THE LATE ORDOVICIAN CONODONTS SCYPHIODUS STAUFFER ON GORNY ALTAI

Dmitry A. Pecherichenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Ave., student, engineer, tel. (383)333-2431, e-mail: PecherichenkoDA@ipgg.sbras.ru

Olga T. Obut

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Ave., Ph.D., Senior Researcher, tel. (383)333-2431, e-mail: ObutOT@ipgg.sbras.ru

Nikolay V. Sennikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Ave., Dr.Sc., head of laboratory, tel. +7 (383)363-8029, e-mail: SennikovNV@ipgg.sbras.ru

New data on conodonts from previously unstudied Upper Ordovician “Chechenek” Section on Gorny Altai are presented. Representatives of the conodont genus *Scyphiodus* Stauffer were discovered for the first time from this section.

Keywords: conodonts, Upper Ordovician, Gorny Altai, *Scyphiodus*

Гурьяновская свита распространена на северо-востоке Горного Алтая в Уйменско-Лебедской структурно-фациальной зоне [1]. Этот позднеордовикский стратон характеризуется большим таксономическим разнообразием различных ископаемых групп организмов [2]. Известные ранее находки конодонтов из терригенно-карбонатных образований гурьяновской свиты в правобережье рек Бия и Лебедь (разрезы «Лебедь», «Бура», «Бия»), выявили присутствие видов-индексов двух конодонтовых биозон сандбийского яруса верхнего ордовика [2, 3]. Авторы продолжили поиски новых местонахождений конодонтов с целью уточнения таксономического разнообразия комплексов и возраста вмещающих толщ. Проведен отбор образцов для микропалеонтологического исследования из ранее неизученных карбонатно-терригенных пород разреза «Чеченек», расположенного в русле одноименного ручья на правом берегу р. Бия (рис. 1).

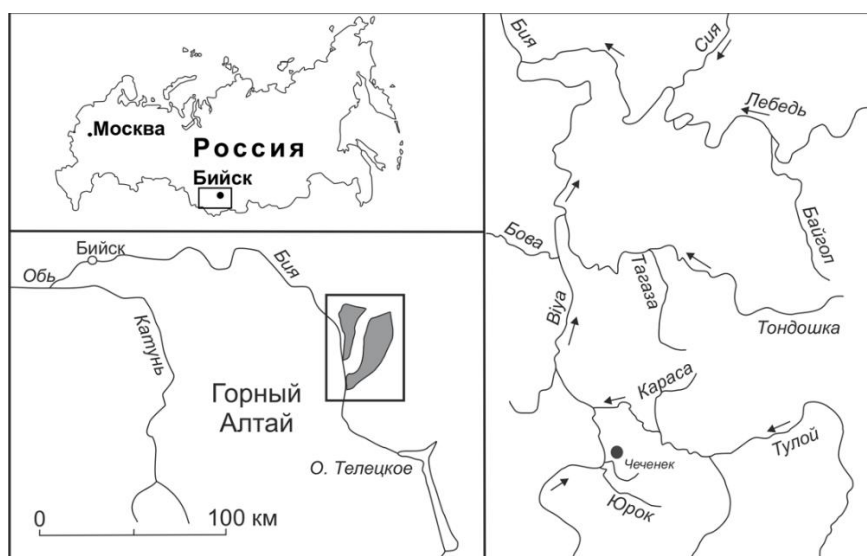


Рис. 1 Схематическое расположение объекта исследования.

Разрез «Чеченек» был впервые детально изучен в 2011 году [2], но упоминания о нем были еще в геологических работах прошлого века [4]. Общая мощность разреза около 100 метров. Основание и средняя часть сложены переслаиванием мелкозернистых песчаников с табачно-серыми глинистыми алевролитами и аргиллитами, в которых наблюдается два прослоя серых песчаных известняков с обломками брахиопод. Далее через задернованный интервал серые и черные желваково-комковатые и сливные известняки, переходящие в серые мелкозернистые песчаники, общей мощностью около 50 метров. Микропалеонтологические исследования ранее не проводились.

На основании изучения микрофоссилий из образцов карбонатно-терригенных пород, отобранных в полевом сезоне 2020 г., было установлено, что конодонты встречаются в разных пачках на протяжении всего интервала разреза. Руководящими таксонами здесь являются: *Belodina compressa* (Branson et Mehl), *Scyphiodus primus* Stauffer, *Drepanoistodus subrectus* (Br. et M.), а также *Scolopodus* sp. и *Scandodus* sp. (рис. 2). Наличие в ассоциации вида *B. compressa* позволяет точно определить возраст вмещающих пород в объеме одноименной конодонтовой зоны, что со-

ответствует верхней части сандбийского яруса позднего ордовика [5]. Это позволяет подтвердить ранее высказанное предположение о том, что последовательность пачек в разрезе «Чеченек» подстраивает снизу, с частичным перекрытием последовательности пачек близко расположенного разреза «Бия» [2].



Рис. 2. Конодонты из разреза Чеченек (шкала 0.1 мм). 1-7 *Scyphiodus primus* Stauffer: 1,2 – Pa элементы, 1 – вид сверху, 2 – вид снизу, 3 – M элемент, 4 – Sa элемент, 5, 7 – Sc элемент, 6 – Sb элемент; фиг. 8-11 *Belodina compressa* (Br. et M.): 8 – грандиформный элемент, 9,10 – белодинеформный элемент, 11 – зобелодиниформный элемент; 12-13 *Drepanoistodus subrectus* (Br. et M.), Sc элементы; 14-15 – *Scandodus* sp.; 16-19 – *Scolopodus* sp.

Впервые в ордовике Горного Алтая были обнаружены конодонты рода *Scyphiodus* Stauffer. В настоящее время в составе рода известен единственный вид *S. primus* Stauffer, крайне редкий в ордовикских отложениях мира, находки которого распространены на территории североамериканского Мидконтинента в мелководно-морских отложениях [6, 7, 8].

Scyphiodus primus впервые был описан в 1935 г. как моноэлементный вид, найденный в известняках из сланцев Декорах (Decorah Shale) Миннесоты Северной Америки [6], а позднее, при изучении формации Платтевилль (Platteville Formation) [8] было установлено, что зубной аппарат *S. primus* состоит из шести морфологически различных элементов, пять из которых неотличимы от Pb, M и S элементов вида *Phragmodus cognitus* Br. et M. [8].

Необходимым и достаточным для определения рода *Scyphiodus* служит Pa элемент, пастинатный на ранних стадиях развития и ангулискафатный на поздних [8]. Это крупные элементы с высоким прямым основанием. Базальная полость глубокая и прямая, имеет острые края, узкая под внешней частью и широкая куполовидная с ассиметричным расширением в стороны под основным зубцом и задней частью. Основной зубец крупный и прямой, треугольного облика, слегка наклоненный в сторону заднего отростка. Передний край ярко выраженный, острый, при взгляде сверху отчетливо заметен в виде ребра, не совпадающего с направлением основания. Задняя часть короткая, несет от одного до трех небольших, широко расставленных зубчика, морфологически повторяющих основную. Передняя же часть более чем в два раза превышает заднюю и несет на себе 3 ряда зубчиков, которые соединены с боков и образуют поперечные гребни. Центральный ряд зубцов прямой и между его зубчиками прослеживается небольшое ребро, соединяющее их. Боковые ряды не соединены, а их зубчики имеют неясную форму и растут под углом к основанию, выпирая в стороны.

Также стоит отметить морфологическое сходство Pa элементов представителей вида *S. primus* с элементами рода *Icriodella* Rhodes. Несмотря на схожесть Pa элементов, у них наблюдаются два крупных отличия: передняя часть *S. primus* несет на себе три параллельных ряда зубчиков, в то время как у *Icriodella* таких рядов только два; базальная полость у представителей рода *Icriodella* имеет расширение, расположенное несимметрично относительно оси, в то время как у *S. primus* это расширение симметрично.

Находки представителей вида *Scyphiodus primus* Stauffer в разрезе верхнего ордовика (верхи сандбия) Горного Алтая расширяют представления о географическом распространении этого рода, которые ранее были известны только из тепловодных и мелководных обстановок провинции Мидконтинент, Северная Америка [6, 7, 8]. Новые данные из ордовикских отложений Горного Алтая также дополняют представления о стратиграфическом распространении этого таксона, о его появлении в позднем сандбии в зоне *Belodina compressa*. Ранее *S. primus* был обнаружен только в более молодых конодонтовых зонах *Phragmodus undatus* – *Plectodina tenuis* позднего сандбия - раннего катия [7, 8].

Авторы координируют свои исследования с программами работ по проектам СО РАН, РАН, IGCP 653 и IGCP 735.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сенников Н.В., Обут О.Т., Изох Н.Г., Киприянова Т.П., Лыкова Е.В., Толмачева Т.Ю., Хабибулина Р.А. Региональная стратиграфическая схема ордовикских отложений западной части Алтае-Саянской складчатой области (новая версия) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – № 7. – С. 15-53.
2. Сенников Н.В., Обут О.Т., Толмачева Т.Ю., Лыкова Е.В., Хабибулина Р.А. Верхний ордовик северо-востока Горного Алтая: Строение и условия формирования // Геология и геофизика. 2018. – Т. 59. – № 1. – С. 89-107.
3. Печериченко и др. Новые данные по верхнеордовикским конодонтам гурьяновской свиты северо-востока Горного Алтая, в печати.
4. Кульков Н.П., Севергина Л.Г. Стратиграфия и брахиоподы ордовика и нижнего силура Горного Алтая. – Новосибирск: Наука, 1989. – 223 с.
5. Gradstein F.M., Ogg J.G., Schmitz M.D., Ogg G.M. The Geologic Time Scale 2020. – V. 2. – Elsevier, 2020. – 1357 p.
6. Stauffer C. R. The conodont fauna of the Decorah Shale (Ordovician). Journal of Paleontology, 1935. – Vol. 9. – No. 7. – P. 596-620.
7. Sweet W. C. Catalogue of Conodonts. Ed. by W. Ziegler, 1991. – P. 193-196.
8. Leslie S. A. Mohawkian (Upper Ordovician) conodonts of eastern North America and Baltoscandia. Journal of paleontology, 2000. – Vol. 74. – No. 6. – P. 1122-1147.

REFERENCES

1. Sennikov N.V., Obut O.T., Izokh N.G., Kipriyanova T.P., Lykova E.V., Tolmacheva T.Yu., Khabibulina R.A. Regional stratigraphic chart for the Ordovician of the western part Altai-Sayan folded area (new version) // Geology and mineral resources of Siberia. – 2018. – № 7. – P. 15-53.
2. Sennikov N.V., Obut O.T., Tolmacheva T.Yu., Lykova E.V., Khabibulina R.A. The Upper Ordovician of northeastern Gorny Altai: stratigraphy and depositional environments // Geology and geophysics. – 2018. – Vol. 59. – № 1. – P. 89-107.
3. Pecherichenko et al., A new data on Upper Ordovician conodonts from the Gur'yanovka Formation, northeast of Gorny Altai, in print.
4. Kyl'kov N.P., Severgina L.G. Stratigraphy and brachiopods from Ordovician and Lower Silurian from Gorny Altai. – Novosibirsk: Nauka, 1989. – 223 p.
5. Gradstein F.M., Ogg J.G., Schmitz M.D., Ogg G.M. The Geologic Time Scale 2020. – V. 2. – Elsevier, 2020. – 1357 p.
6. Stauffer C. R. The conodont fauna of the Decorah Shale (Ordovician). Journal of Paleontology, 1935. – Vol. 9. – No. 7. – P. 596-620.
7. Sweet W. C., Catalogue of Conodonts ed. by W. Ziegler, 1991. – P. 193-196.
8. Leslie S. A. Mohawkian (Upper Ordovician) conodonts of eastern north America and Baltoscandia. Journal of paleontology, 2000. – Vol. 74. – No. 6. – P. 1122-1147.

© Д. А. Печериченко, О. Т. Обут, Н. В. Сенников, 2021

НИЖНЕТРИАСОВЫЕ ВУЛКАНОГЕННЫЕ ОБРАЗОВАНИЯ КРЯЖА ПРОНЧИЩЕВА (СЕВЕР СРЕДНЕЙ СИБИРИ)

Алексей Юрьевич Попов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: PopovAY@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель

Евгений Сергеевич Соболев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: SobolevES@ipgg.sbras.ru

Артем Яковлевич Шевко

Институт геологии и минералогии им. В. С. Соболева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: sp@igm.nsc.ru

Андрей Витальевич Ядренкин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: YadrenkinAV@ipgg.sbras.ru

Рассмотрены вулканогенные образования средней части хребта Прончищева. На основе новых данных литологического, петрографического и геохимического изучения магматических и вулканогенно-осадочных пород, а также стратиграфического изучения вмещающей терригенной верхнепермско–нижнетриасовой толщи предложена модель их пространственного взаимоотношения. Показано, что долеритовое тело и примыкающая к нему туфобрекчия в поле развития верхнепермских пород, а также туфитовые гравелиты в поле нижнетриасовых пород являются единым комплексом образований различных частей трубки взрыва. Время внедрения трубки взрыва определено, как начало позднего оленека. Широкое развитие в трубке взрыва долеритов жерловой фации, может свидетельствовать о неоднократной активизации подводящего канала.

Ключевые слова: трубка взрыва, верхняя пермь, нижний триас, кряж Прончищева, Арктическая Сибирь

LOWER TRIASSIC VOLCANOGENIC FORMATIONS OF THE PRONCHISHCHEV RIDGE (NORTH OF CENTRAL SIBERIA)

Aleksei Yu. Popov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Ave., PhD, Senior Researcher, e-mail: PopovAY@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, Russia, 630090, Novosibirsk, 2, Pirogova st., senior lecturer

Evgeny S. Sobolev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Senior Researcher, e-mail: SobolevES@ipgg.sbras.ru

Artem Ya. Shevko

Institute of Geology and Mineralogy V.S. Sobolev SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Senior Researcher, e-mail: sp@igm.nsc.ru

Andrei V. Yadrenkin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Senior Researcher, e-mail: YadrenkinAV@ipgg.sbras.ru

The volcanogenic formations of the middle part of the Pronchishchev ridge are considered. Based on new data from the lithological, petrographic, geochemical studies of igneous and volcanogenic sedimentary rocks and stratigraphic studies of the Upper Permian–Lower Triassic terrigenous strata that enclose them, a model of their spatial relationship is proposed. It is shown that the dolerite body and the adjacent tuff breccia in the field of development of Upper Permian rocks as well as tuffite gravelites in the field of Lower Triassic rocks are a single complex of formations of different parts of the diatreme. The time of implantation of the diatreme is defined as the beginning of the Late Olenek. The wide development of vent facies dolerites in the diatreme may indicate the repeated activation of the supply channel.

Keywords: diatreme, Upper Permian, Lower Triassic, Pronchishchev ridge, Arctic Siberia

До настоящего времени остается дискуссионным вопрос о возрасте и генезисе эффузивных и субвулканических образований, проявленных в поле развития терригенной верхнепермско-нижнетриасовой толщи кряжа Прончищева. Кряж протягивается в субширотном направлении вдоль побережья моря Лаптевых в междуречье рек Анабар и Оленек. Основные геологические данные по этому району были получены в результате геологических съемок середины прошлого века, а результаты исследований отражены в фондовых работах. Исследователями были отмечены дайки, силлы и остатки вулканических аппаратов пермского и раннетриасового возраста. Доизучение кряжа Прончищева было проведено в первой половине 80-х гг. ПГО «Аэрогеология» [1]. На основе обобщения и полученного нового материала был сделан вывод о генезисе вулканогенных образований, объясненный активной магматической деятельностью на данной территории, связанной с трапповым магматизмом на рубеже перми и триаса.

Район настоящих исследований (рис. 1) располагается в Прончищевской структурно-фациальной зоне в области развития верхнепермских осадочных пород верхнекожевниковской и мисайлапской свит [2]. Здесь, в бассейне р. Песчаная и р. Синнигес-Песчаная фиксируется дайковое поле, образованное интрузивными образованиями прончищевского базальт-долеритового комплекса, в котором также отмечены силлы и трубки взрыва, рвущие пермские отложения. По данным исследователей интрузивные породы комплекса по возрасту относят к раннему триасу. Этот вывод был сделан на основании находки гальки основных пород (близких по составу долеритам прончищевского комплекса) в конгломератах пастахской свиты нижнего триаса. Хотя, по данным тех же авторов, аб-

солотный возраст долеритов прончищевского комплекса варьирует от 223 ± 9 до 243 ± 10 млн лет (К-Аг метод), что охватывает временной интервал от раннего до позднего триаса.

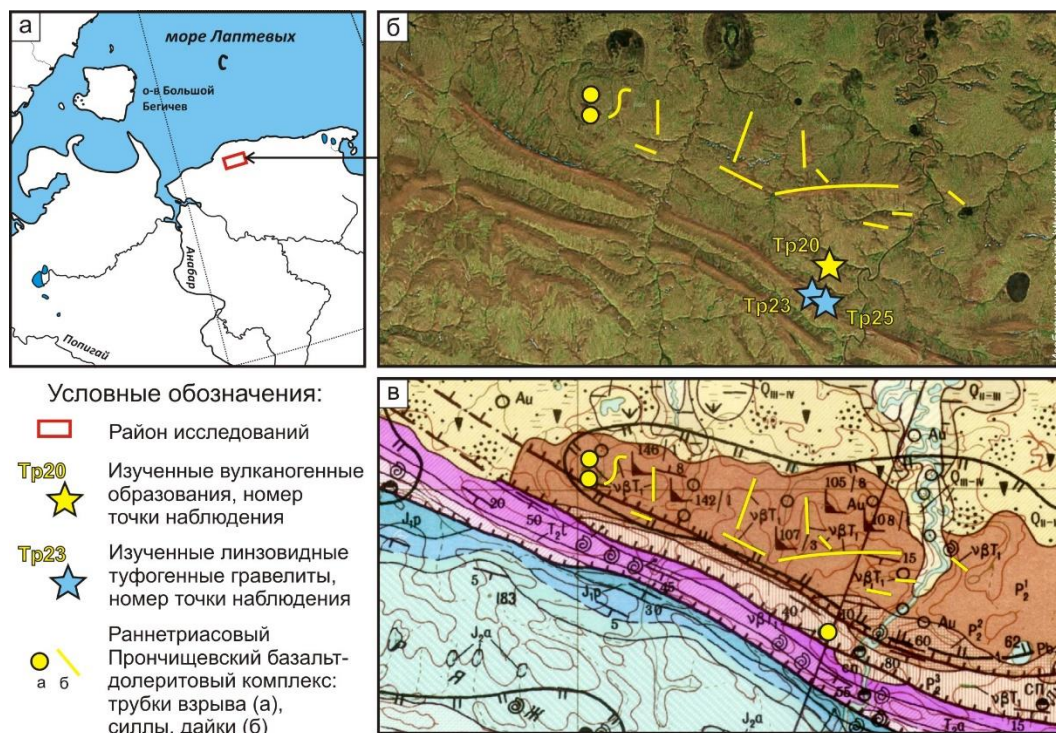


Рис. 1. Обзорные карты района исследований (а, б); фрагмент государственной геологической карты 1: 200 000 S-50-XIX,XX (1992) (в)

С целью уточнения возраста и генезиса вулканогенных образований района исследований нами были изучены магматические, вулканогенно-осадочные и осадочные тела в левобережье р. Песчаная (точки наблюдения ТР-20, 23, 25) (рис. 1).

Точка наблюдения ТР-20 представляет собой изометричную в плане останцовую возвышенность около 100 м в поперечнике, сложенную развалами магматических, пирокластических, вулканогенно-осадочных пород. Судя по компактному расположению обломков вулканогенных пород, развитых в поле терригенных осадков перми, это тело является эрозионным срезом одной из трубок взрыва, описанных ранее в [2]. В сложении трубки взрыва участвуют долериты жерловой фации, которые составляют большую ее часть и туфобрекчии с обломками магматических и осадочных пород.

Долериты имеют толеитовую структуру основной массы, образованной лейстами плагиоклаза (An_{68-34}), промежутки между которыми занимает замещенное вторичными минералами стекло. Изредка в породе встречаются микропорфиновые выделения плагиоклаза (An_{73-74}) и реликты ойкокристаллов клинопироксена ($Wo_{44}En_{39}Fs_{17}$, f_{29}). Рудные минералы представлены титаномagnetитом, ильменитом и халькопиритом. Вторичные и акцессорные - хлоритом, кальцитом, кварцем и фтор-апатитом. Изученные долериты отвечают базитам нор-

мального ряда щелочности ($\text{Na}_2\text{O}+\text{K}_2\text{O}=2,76$ мас.%) и принадлежат к низкомагнезиальному (MgO 3,03 мас.%) и низкотитанистому (TiO_2 1,8 мас.%) типу. Геохимические характеристики ($\text{La/Sm}=2,28$; $\text{Gd/Yb}=1,62$; $\text{Th/U}=3,14$) изученных пород жерловой фации сопоставимы с базальтами верхней части разреза туфолоавовой толщи Сибирской платформы (моронговская, мокулаевская, хараелахская, кумгинская и самоедская свиты Норильского района) [3].

На северо-западном склоне холма к описанному долеритовому телу непосредственно примыкают вулканогенно-осадочные слоистые образования, представленные чередованием щебневых и глыбовых брекчий общей мощностью более 10 м. Элементы их слоистого залегания незначительно отличаются от таковых у вмещающей терригенной толщи. В глыбах, размером 0,2-1 м, представлены обломки долерито-базальтовых пород, аналогичные вышеописанным, и алевроито-песчаных пород, аналогичных вмещающим пермским отложениям. В некоторых песчаниках встречены остатки характерной пермской флоры. Более мелкообломочный щебневый материал помимо указанных пород представлен эффузивными образованиями, туфами. В алевроито-песчаной фракции цементирующего крупные обломки матрикса присутствует значительная доля различных эффузивных пород среднего-основного состава и в разной степени девитрофицированного и хлоритизированного стекла. Встречаются туфовые обломки, присутствует определенная доля кварца и полевых шпатов.

Изученные породы ТР-20 располагаются в поле развития желтовато-серых полимиктовых песчаников верхней части верхнекожевниковской свиты, возраст которой отвечает позднепермскому [2].

Несколько южнее, в точках наблюдения ТР-23, 25 (рис. 1), расположенных в поле развития нижнетриасовых отложений, изучены линзовидные супластовые выходы туффитовых песчаных гравелитов мощностью до первых десятков метров. Породы сложены преимущественно слабоокатанными обломками эффузивов среднего-основного состава, присутствуют обломки песчаников (схожие по составу с пермскими) и долеритов. В алевроито-песчаной фракции отложений отмечаются слабоокатанные обломки хлоритизированного стекла, кварц, полевые шпаты. Доля терригенной кластики возрастает в прикровельных частях линз. В целом состав отложений крайне близок к составу матрикса брекчий из точки наблюдения ТР-20. Примечательно, что ранее эти образования рассматривались лишь в отчетах полевых съемок Ф.Ф. Ильина (1966), где были интерпретированы, как локальные проявления туффитов в базальных частях верхнепермской толщи.

Нами было установлено, что рассматриваемые отложения залегают над тонкоплитчатыми битуминозными известняками и аргиллитами чекановской свиты нижнего триаса, содержащих комплекс двустворчатых моллюсков характерный для зоны *Lepiskites kolymensis* и, возможно, зоны *Anawasatchites tardus* нижнего оленека. Перекрываются данные туффитовые породы зеленовато-серыми крупнозернистыми алевролитами пастахской свиты с руководящей ископаемой макрофауной зон *Parasiburites grambergi* и *Olenikites spiniplicatus* верхнего оленека.

На основе полученных новых данных предполагается, что изученные вулканогенные и вулканогенно-осадочные образования в поле развития верхнепермских

и нижнетриасовых терригенных толщ представляют собой единое геологическое тело, сформировавшееся в процессе эксплозивного вулканического события (трубка взрыва) (рис. 2). Широкое развитие в трубке взрыва долеритов жерловой фации, которые и слагают большую часть останцово-возвышенности, может свидетельствовать о неоднократном использовании ослабленной зоны подводящего канала при внедрении базитового расплава. Прилегающие к долеритам туфобрекчии, вероятно представляют собой смешение контактовых брекчий краевых частей трубки, возможно выброшенных из корневой ее части, с диатремовыми разностадийными туфовыми и туффитовыми образованиями. Изученные в нижнетриасовых отложениях супластовые линзы туффитовых гравелитов в предложенной модели интерпретированы, как образования эродированного кольца тефры, окружающего внешнюю область трубки взрыва. Последнее утверждение позволяет использовать стратиграфическое положение этих линзовидных тел как возрастной маркер произошедшего вулканического события, имевшего место, вероятно, в начале позднего оленека в фазы *Vajarunia euomphala* и *Nordophiceras contrarium*.

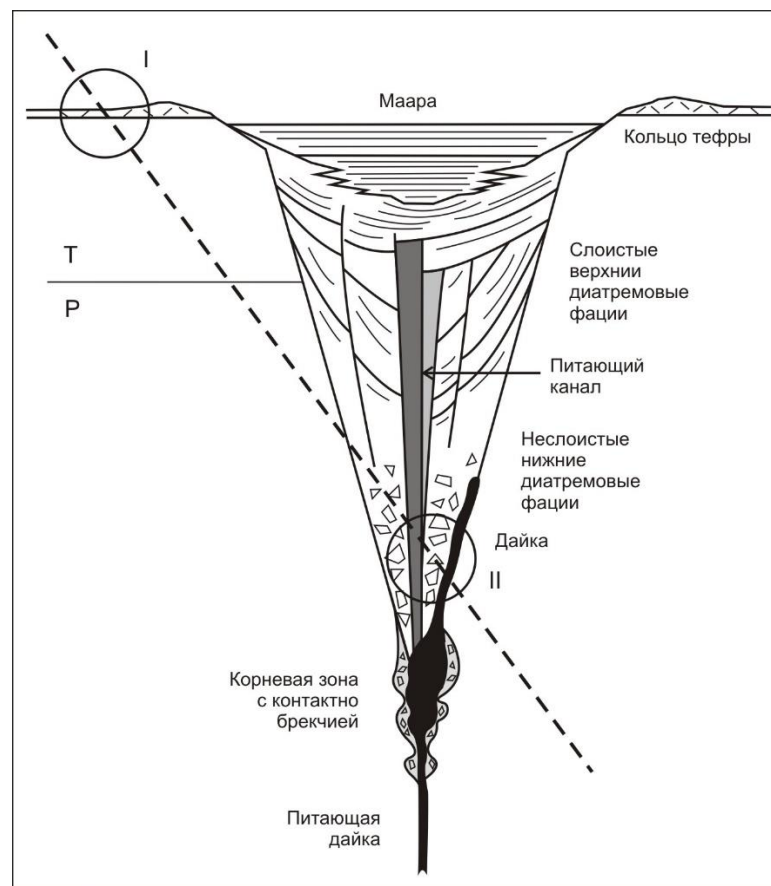


Рис. 2. Схематическая идеализированная модель трубки взрыва [4, 5] и предложенная интерпретационная модель; пунктиром – современный эрозионный срез изученных отложений; I – участок выхода линзовидных туффитовых гравелитов (ТР-23, 25); II – участок выхода долеритового тела и туфобрекчии (ТР-20); P/T – условная граница верхнепермских и нижнетриасовых отложений

Аналитические работы проведены в ЦКП Многоэлементных и изотопных исследований СО РАН.

Исследование выполнено в рамках проектов ФНИ №№ 0331-2019-0004, 0331-2019-0005, 0331-2019-0021, а также по государственному заданию ИГМ СО РАН при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Государственная геологическая карта СССР. Масштаб 1 : 200 000. Серия Оленёкская. Лист S-50-XIX, XX (р. Илья). Объяснительная записка. – СПб.: ВСЕГЕИ, 1992.
2. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Лаптево-Сибироморская. Лист S-50 (Усть-Оленек). Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2017. – 264 с.
3. Fedorenko V.I. Petrogenesis of the flood-basalt sequence at Noril'sk, North Central Siberia / V.I. Fedorenko, P.C. Lightfoot, A.J. Naldrett, G.K. Czamanske, C.J. Hawkesworth, J.L. Wooden, D.S. Ebel // *International Geology Review*. – 1996. – Vol. 38. – P. 99–135.
4. Милашев В.А. Трубки взрыва / В.А. Милашев. – Л.: Недра, 1984. – 268 с.
5. Lorenz V., Kurszlaukis S. Root zone processes in the phreatomagmatic pipe emplacement model and consequences for the evolution of maar–diatreme volcanoes / V. Lorenz, S. Kurszlaukis // *J. V. G. Res.* – 2007. – V.159 (1–3). – P. 4–32.

REFERENCES

1. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta SSSR. Masshtab 1 : 200 000. Seriya Olenyokskaya. List S-50-XIX, XX (r. Il'ya). Ob"yasnitel'naya zapiska. – SPb.: VSEGEI, 1992.
2. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossijskoj Federacii. Masshtab 1 : 1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Laptevo-Sibiromorskaya. List S-50 (Ust'-Olenek). Ob"yasnitel'naya zapiska. – SPb.: Kartograficheskaya fabrika VSEGEI, 2017. – 264 s.
3. Fedorenko V.I. Petrogenesis of the flood-basalt sequence at Noril'sk, North Central Siberia / V.I. Fedorenko, P.C. Lightfoot, A.J. Naldrett, G.K. Czamanske, C.J. Hawkesworth, J.L. Wooden, D.S. Ebel // *International Geology Review*. – 1996. – Vol. 38. – P. 99–135.
4. Milashev V.A. Trubki vzryva / V.A. Milashev. – L.: Nedra, 1984. – 268 s.
5. Lorenz V., Kurszlaukis S. Root zone processes in the phreatomagmatic pipe emplacement model and consequences for the evolution of maar–diatreme volcanoes / V. Lorenz, S. Kurszlaukis // *J. V. G. Res.* – 2007. – V.159 (1–3). – P. 4–32.

© А. Ю. Попов, Е. С. Соболев, А. Я. Шевко, А. В. Ядренкин, 2021

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ ПРИРОДНЫХ ВОД СЕЛА ВЕРХ-ТУЛА (НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Александр Николаевич Пыряев

Институт геологии и минералогии им. В. С. Соболева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.х.н., научный сотрудник, e-mail: pyrayev@igm.nsc.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, ассистент кафедры химической и биологической физики

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, к.г.-м.н., зав. лабораторией, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа и кафедры общей и региональной геологии

Федор Федорович Дульцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Анатолий Витальевич Черных

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Анастасия Алексеевна Максимова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, инженер, e-mail: rock.nastaya64@gmail.com

Антон Сергеевич Деркачев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, инженер, e-mail: a.derkachev@g.nsu.ru

В работе представлены первые данные изотопно гидрогеохимических исследований природных вод села Верх-Тула. Они характеризуются в основном HCO_3 Na-Mg-Ca составом с величиной общей минерализации, варьирующей от 542 до 731 мг/дм³, и содержанием кремния от 0,46 до 7,04 мг/дм³. Геохимические параметры среды варьируют от восстановительных до окислительных с Eh -157,4 - +231, слабощелочными рН (7,4 – 8,1) и содержанием $\text{O}_{2\text{раств}}$ 0,29 – 5,52 мг/дм³. Установлено, что значения δD и $\delta^{18}\text{O}$ поверхностных и подземных вод существенно различаются и варьируют от -105 до -126 ‰ и от -13,2 до -16,3 ‰ – для первых, и от -136 до -138 ‰, от -18,3 до -18,8 ‰ – для вторых. Согласно полученным данным, большинство подземных вод имеют время пребывания в водоносном горизонте не менее 5 лет, их питание не зависимо от локальных поверхностных вод. Изотопный состав водорастворенного углерода ($\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ от -14,3 до -12,5 ‰) указывает на биогенное происхождение углекислоты, участвующей в процессах карбонат-силикатного выветривания.

Ключевые слова: гидрогеохимия, стабильные изотопы кислорода, водорода, углерода, село Верх-Тула, Новосибирская область

ISOTOPE COMPOSITION OF NATURAL WATERS IN THE VERKH-TULA SETTLEMENT (THE NOVOSIBIRSK REGION)

1.

Aleksandr N. Pyrayev

Institute of Geology and Mineralogy V.S. Sobolev SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Ph.D., Researcher, e-mail: pyrayev@igm.nsc.ru

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., PhD, head of the laboratory, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., associate professor

Fedor F. Dultsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Anatoliy V. Chernykh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Anastasia A. Maksimova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., engineer, e-mail: rock.nastaya64@gmail.com

Anton S. Derkachev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., engineer, e-mail: a.derkachev@g.nsu.ru

The first data obtained in the isotope hydrogeochemical studies of natural waters in the Verkh-Tula settlement are presented in the work. The composition of these waters is mainly HCO_3 Na-Mg-Ca with TDS varying from 542 to 731 mg/dm^3 , and silicon content 0.46 to 7.04 mg/dm^3 . The geochemical parameters of the medium vary from reductive to oxidative with Eh -157.4 - +231, weakly alkaline pH (7,4 – 8,1) and $\text{O}_{2\text{dissolved}}$ 0.29 – 5.52 mg/dm^3 . It was established that δD and $\delta^{18}\text{O}$ of surface and ground waters differ from each other substantially and vary from -105 to -126 ‰ and from -13.2 to -16.3 ‰ – for the former, and from -136 to -138 ‰, from -18.3 to -18.8 ‰ – for the latter. According to the data obtained, for the majority of groundwaters, the time of water residence in the aquifer is not less than 5 years, and their feeding is independent of local surface waters. The isotope composition of water-dissolved carbon ($\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ from -14.3 to -12.5 ‰) points to the biogenic origin of carbon dioxide participating in carbonate-silicate weathering.

Keywords: hydrogeochemistry, stable isotopes of oxygen, hydrogen, carbon, Verkh-Tula settlement, the Novosibirsk Region

Несмотря, на длительный период изучения гидрогеологических условий Новосибирской городской агломерации с населением более 2 млн человек до настоящего времени природные воды остаются крайне слабоизученными [1-3]. Среди последних исследований следует отметить работы [4-11].

Карта регионального распределения изотопного состава кислорода и водорода природных вод, совмещенная с локальной линией метеорных вод (LMWL – Local meteoric water line) [12-13]) может служить мощным и удобным инструментом для решения целого комплекса гидрогеологических задач: установление генезиса вод, выявление областей их питания и разгрузки, изучения процессов смешения водных потоков. При этом, изотопный состав водорастворенной формы углерода является прекрасным дополнением, отражающим взаимодействие вод с окружением [12].

Выявление главных источников питания поверхностных вод играет очень важную роль при построениях карт регионального распределения изотопного состава вод, поскольку позволяет выявить точки аномального его отклонения, обусловленные смешением вод данной локации с водами отдельных (не относящихся к данному участку) водоносных горизонтов, область разгрузки которых может быть существенно отдалена от области их питания.

В настоящей работе была проведена оценка вклада подземных вод в питание поверхностных вод на примере рек Тула, Верх-Тула и Святого Источника (Новосибирская область) (рис. 1) с целью выявления изотопных аномалий в региональном распределении изотопного состава кислорода и водорода метеорных вод.

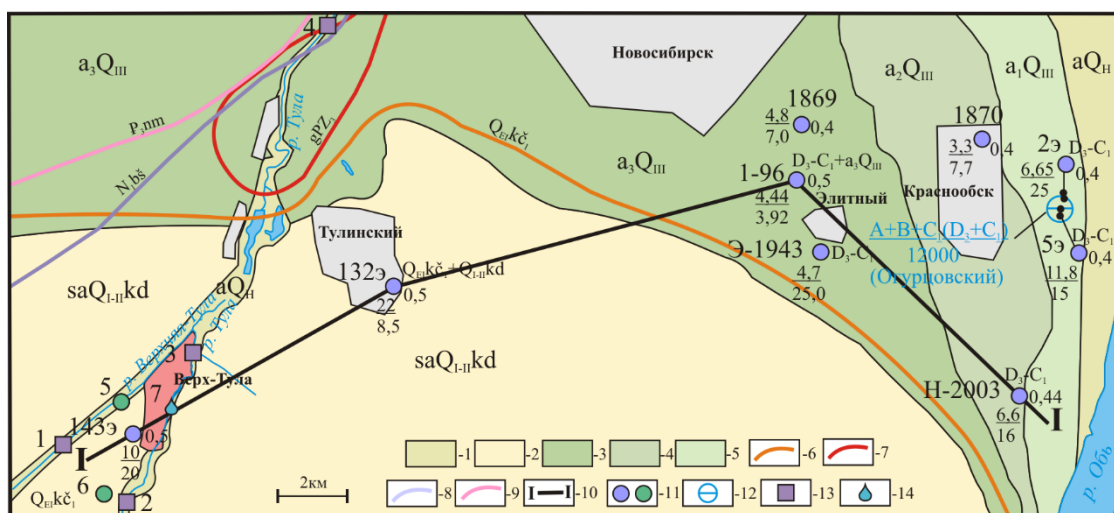


Рис. 1. Местоположение изученных объектов.

- а) 1 – аллювиальные отложения поймы р. Оби и пойменной террасы р. Чик и Тула; 2 – слабоводоносный горизонт субаэральных отложений краснодубровской свиты; 3 – аллювиальные отложения третьей надпойменной террасы р. Оби; 4 – водоносный горизонт аллювиальных верхнеплейстоценовых отложений второй надпойменной террасы р. Оби; 5 – водоносный горизонт аллювиальных верхнеплейстоценовых отложений первой надпойменной террасы р. Оби; 6 – водоносный горизонт нижнекочковской подсвиты; 7 – водоносная зона трещиноватости верхнепалеозойских интрузивных пород; 8 – водоносный горизонт бещеульской свиты; 9 – водоупорный локально-водоносный горизонт новомихайловской свиты; 10 – линия геолого-гидрогеологического разреза; 11 – скважины (сиреневым цветом – изученные ранее; зелёным цветом – в рамках настоящей работы): 5 – скв. 2, ул. Прибрежная; 6 - скв. 1, ул. Кобызева; 12 - месторождение подземных вод, законсервированное, 13 – точки отбора проб поверхностных вод: 1 - р. Верх-Тула; 2 – р. Тула, выше поселка; 3 – р. Тула; 4 – г. Новосибирск, р. Тула (рядом с кольцом по ул. Петухова, СНТ Полянка); 14 – Святой источник в с. Верх-Тула

В течение 2019-2021 гг. на территории Новосибирской области был отобран и продолжает дополняться обширный материал для лабораторных исследований изотопного состава поверхностных и подземных вод. Часть из них приурочена к юго-западной части Новосибирской городской агломерации – реке Тула и ее притоку, реке Верх-Тула (их отбор проводился в мае 2019 - июле 2020).

Исследование изотопного состава кислорода, водорода вод, а также углерода водорастворенной углекислоты (DIC – dissolved inorganic carbon) проводилось в Аналитическом центре МИИ Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН с помощью изотопного масс-спектрометра FinniganTM MAT 253, снабженного приставками пробоподготовки H/Device и GasBench II. Значения δD , $\delta^{18}O$ и $\delta^{13}C_{DIC}$ определяли в соответствии с известными методиками [14-18]. Все измерения проводились относительно материалов сравнения Международного агентства по атомной энергии [19]: NBS-18 и NBS-19 - при измерениях $\delta^{13}C_{DIC}$ в водах; VSMOW2, SLAP2 и GISP – при измерениях δD и $\delta^{18}O$ в водах. Погрешность измерений не превышала 0,2 ‰ при анализе изотопного состава углерода, 0,3 ‰ – кислорода и 2 ‰ – водорода.

Территория поселка Верх-Тула и его окрестностей, где были отобраны пробы, в геологическом отношении относится к юго-западной окраине Колывань-Томской складчатой зоны, где последняя граничит с Западно-Сибирской плитой [20]. Исследуемый регион характеризуется двухъярусным строением геологического разреза: под рыхлыми отложениями кайнозойского возраста несогласно залегает сильно дислоцированный палеозойский фундамент.

В соответствии с геологическим строением в гидрогеологическом разрезе данного участка выделяется два гидрогеологических комплекса: верхний – четвертичного возраста, и нижний – палеозойского.

Верхний комплекс на данном участке представлен водоносными горизонтами (от молодых к древним): аллювиальных голоценовых отложений пойменной террасы реки Тула (*a Q_{IV}*); субаэральных ниже-среднеплейстоценовых отложений краснодубровской свиты (*sa Q_{I-II} kd*); нижеоплейстоценовых отложений нижнекочковской подсвиты (*Q_{EI} kč₁*). Кровля разреза представлена, по данным бурения, покровными субаэральными отложениями верхнеплейстоценового возраста (*sa Q_{III}*) мощностью до 3 м. Данный слой представлен суглинками с примесью гравия и щебня. Водоносный горизонт аллювиальных голоценовых отложений пойменной террасы реки Тула имеет мощность 6,5 м. Он представлен супесями, суглинками, песками с гравием и галькой в основании. Водоносный горизонт краснодубровской свиты слабо обводнен. Мощность горизонта непостоянна. Так, в скважине 143э, расположенной в 700 м от устья р. Тула, мощность свиты составила 29,5 м. Максимальная же мощность свиты 55,5 м зафиксирована на водоразделе рек Обь и Тула (скв. 132э). Этот водоносный горизонт сложен суглинками, в нижней части – прослоями супесей и песков. Водоносный горизонт отложений нижнекочковской подсвиты сложен песками, мощность которого по данным бурения скважины 143э составляет 20 метров и уменьшается в направлении р. Обь.

Водоносный комплекс палеозойского фундамента в исследуемом районе вскрыт скважиной 143э на глубине 77 м. Представлен он обводненной зоной трещиноватости преимущественно в песчаниках и алевроито-глинистых сланцах светло-серого и темно-серого цвета.

Статический уровень в скважине 143э установился на отметке 120 м над уровнем моря. Удельные дебиты скважин составили в скв.143э – 10 л/с (понижение уровня 20 м), в скв. 132э – 22 л/с (понижение 8,5 м).

Изученные воды имеют слабощелочную среду (рН изменяется в диапазоне от 7,7 до 8,2), величина общей минерализации варьирует в диапазоне от 542 до 731 мг/дм³. Превалирующими анионами в большинстве вод выступают HCO_3^- и SO_4^{2-} , содержание которых изменяется в диапазоне от 350 до 535 и от 5 до 77 мг/дм³, соответственно, при мольном соотношении $\text{SO}_4^{2-}/\text{HCO}_3^-$ от 0,01 до 0,12. Углекислый газ и карбонат-ион в водах присутствуют в существенном количестве лишь в части вод, для остальных – ниже порога определения. Концентрация DIC в водах, рассчитанная как сумма диссоциатов угольной кислоты ($\text{CO}_2 + \text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}$), изменяется от 5,8 до 8,9 ммоль/дм³. Воды характеризуются диапазоном значений δD и $\delta^{18}\text{O}$ от -139,4 до -105,0 ‰ и от -18,9 до -13,2 ‰, соответственно при $\delta^{13}\text{C}$ от -14,3 до -12,5 ‰. В большинстве случаев поверхностные воды имеют более тяжелый изотопный состав кислорода и водорода. Исключение составляют воды, отобранные из р. Тула после впадения Святого Источника (точка 3 на рис. 2), а также из скв. 2 в с. Верх-Тула (точка 5 на рис. 2). Воды Святого источника, отобранные в разные периоды времени, имеют самый легкий изотопный состав кислорода и водорода и составляют плотную группу точек (синие точки с общим номером 7 на рис. 2), располагающихся в нижней левой части диаграммы $\delta\text{D}-\delta^{18}\text{O}$. Воды р. Верх-Тула, напротив, имеют самые высокие относительные концентрации тяжелых изотопов D и ¹⁸O. Воды р. Тула занимают промежуточное положение по изотопному составу кислорода и водорода между водами р. Верх-Тула и большинством подземных вод.

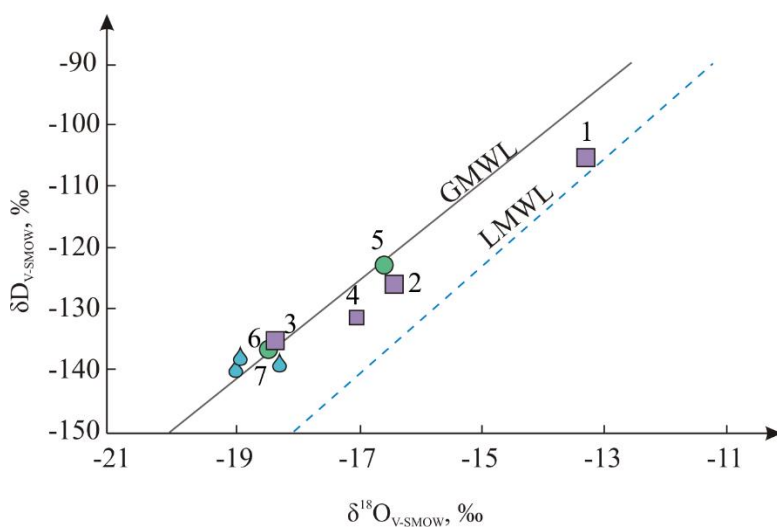


Рис. 2. Значения δD и $\delta^{18}\text{O}$ для природных вод села Верх-Тула относительно GMWL [21] и LMWL [22]: Номера соответствуют обозначениям на карте.

Все полученные пары значений δD и $\delta^{18}O$ образуют точки, лежащие, в пределах аналитической погрешности, в область, ограниченную GMWL [21] и локальной линией метеорных вод (LMWL – local meteoric water line [22]), что указывает на метеорное происхождение всех изученных вод [12, 13, 23]. Отклонение точек, отвечающих поверхностным водам, вправо от линии Крейга на зависимости δD - $\delta^{18}O$ является, по-видимому, следствием проявления эффекта испарения [12]. Существенное отклонение полученных данных от LMWL [22], вероятно, может быть связано с неточностями в построении последней, что указывает на целесообразность ее современной коррекции. Материал для этих целей на текущий момент собирается и находится на стадии активной разработки.

Легкий изотопный состав кислорода и водорода в фоновых водах Святого Источника, по-видимому, может быть обусловлен двумя основными факторами. С одной стороны – вероятная удаленность области его питания к территории с более отрицательным среднегодовым изотопным составом метеорных вод (региональная вариация изотопного состава метеорных вод [12]). С другой – смещением сезонности питания Святого источника к атмосферным осадкам холодного времени года ввиду частичной или полной эвапотранспирации атмосферных осадков теплого времени года [24]. Существенных перепадов высот в пределах Новосибирской области не наблюдается, поэтому фактор высотного градиента [12] в данном случае не рассматривался.

Таблица 1

Характеристика стабильных изотопов Н, О и С природных вод села Верх-Тула

№ пробы на карте	Место отбора пробы	δD , ‰	$\delta^{18}O$, ‰	DIC, ммоль/дм ³	SO ₄ ²⁻ , ммоль/дм ³	$\delta^{13}C_{DIC}$, ‰
1	р. Верх-Тула	-105	-13,2	7,6	0,58	-14,1
2	р. Тула, выше поселка Верх-Тула	-126	-16,3	5,8	0,52	-12,5
3	р. Тула после места разгрузки Святого источника	-135	-18,3	7,8	0,27	-12,6
4	р. Тула (ул. Петухова, СНТ Полянка)	-131	-16,9	6,9	0,80	-12,6
5	скв. 2, ул. Прибрежная, с. Верх-Тула	-123	-16,5	8,7	0,12	-14,3
6	скв. 1, ул. Кобызева, с. Верх-Тула	-136	-18,3	8,9	0,21	-14,2
7	Святой источник от 03.06.2019	-139	-18,9	8,5	0,12	-14,0
	Святой источник от 03.11.2019	-136	-18,4	*	*	-12,9
	Святой источник от 24.02.2020	-139	-18,2	8,6	0,21	-13,2
	Святой источник от 07.07.2020	-137	-18,8	*	*	-12,8

Примечание: * - данные отсутствуют.

Высокая стабильность изотопного состава кислорода и водорода в водах Святого источника на протяжении года регулярных наблюдений, по-видимому, является следствием длительного пребывания воды в гидрологической системе питающего водоносного горизонта. Учитывая, что амплитуда вариации значений $\delta^{18}\text{O}$ для вод указанного водопункта не превышала 0,7 ‰, время пребывания воды в гидрологической системе составляет не менее 5 лет [12].

Воды, отобранные из скв. 1 в с. Верх-Тула (точка 6 на карте) имеют очень близкий изотопный состав кислорода и водорода к водам Святого Источника, что может указывать на единство их питающих систем. При этом воды из скв. 2 в с. Верх-Тула, располагающейся территориально ближе к Святому источнику, имеют существенно отличающиеся значения δD (-123 ‰) и $\delta^{18}\text{O}$ (-16,5 ‰), очень близкие к изотопному составу кислорода и водорода вод р. Тула до места разгрузки Святого источника (точка 2 на карте).

В свою очередь, подземные воды, питающие Святой источник и скв. 1, оказывают существенное влияние на изотопный состав кислорода и водорода вод р. Тула. Из данных таблицы видно, что после разгрузки Святого источника воды р. Тула обогащаются легкими изотопами кислорода ($\delta^{18}\text{O} = -18,3$ ‰) и водорода ($\delta\text{D} = -135$ ‰). То есть, питание вод р. Тула носит смешанный характер, сочетая сток атмосферных осадков и подземный.

Для вод р. Верх-Тула, предполагается смещение акцента питания к осадкам теплого времени года, усугубляемое процессами испарения, приводящими к дополнительному утяжелению изотопного состава кислорода ($\delta^{18}\text{O} = -13,2$ ‰) и водорода ($\delta\text{D} = -105$ ‰) вод [12, 13]. Смешение рек Верх-Тула и Тула приводит к закономерному, хоть и незначительному, утяжелению значений $\delta^{18}\text{O}$ и δD в водах последней до -16,9 и -131 ‰, соответственно. Используя известное уравнение смешения [12], можно оценить процентное соотношение потоков рек и подземных источников как 9 (Тула), 27 (Верх-Тула) и 64 % (подземные воды). Таким образом, в питании указанных рек в изучаемом районе преобладающее место занимают воды подземных источников.

Изотопный состав углерода DIC изученных вод варьирует в довольно узком диапазоне (значения $\delta^{13}\text{C}$ изменяются от -14,3 до -12,5 ‰). Естественная концентрация водорастворенной углекислоты в дождевой воде составляет 10^{-2} ммоль/дм³ [25]. Из данных таблицы 1 видно, что в нашем случае имеет место превышение этой концентрации в 690-890 раз, что указывает на то, что основным источником DIC в данном случае выступает почвенная углекислота. Значения $\delta^{13}\text{C}$ характерны для биогенной углекислоты, участвующей в процессах смешанного силикат-карбонатного выветривания [25].

Резюмируя вышесказанное, следует отметить, что изученные воды имеют метеорное происхождение. Для части подземных вод установлено питание за счет инфильтрации поверхностных вод. Для вод Святого Источника и скв. 1 в пос. Верх-Тула установлено независимое от локальных поверхностных вод питание, приуроченное к отдельному водоносному горизонту большой емкости с временем пребывания вод в системе – не менее 5 лет. Подземные воды занимают значимое место в питании рек. По экспертной оценке авторов, общий вклад

подземных вод в питание речной системы может достигать 64 %. Изотопный состав углерода D_{13}C в изученных водах указывает на биогенное происхождение углекислоты, участвующей в процессах карбонат-силикатного выветривания.

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025, РФФИ и Правительства Новосибирской области в рамках грантов № 19-45-540004, 20-45-543004 и 20-45-543005.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

2. Посохов Е.В., Толстихин Н.И. Минеральные воды (лечебные, промышленные, энергетические). – М.: Недра, 1977. – 240 с.

3. Вериго Е.К., Быкова В.В., Гусев В.К. Заельцовское месторождение радоновых вод (Новосибирское Приобье) // Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири. – 1979. – Т. 14. – С. 47-51.

4. Гусев В.К., Вериго Е.К. Радоновые воды Кольвань-Томской складчатой зоны, их использование и охрана. // Изменение природных условий под влиянием деятельности человека. – Новосибирск: Наука. Сибирское отделение, 1984. – С. 99-107.

5. Росляков Н.А., Жмодик С.М., Пахомов В.Г. Естественные радионуклиды в геологической среде Новосибирской области // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека: Материалы IV Международной конференции, г. Томск, 4-8 июня 2013 г. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – С. 461-464.

6. Корнеева Т.В., Новиков Д.А. Механизмы накопления микроэлементов в радоновых водах Заельцовского месторождения (юг Западной Сибири) // Подземные воды Востока России: Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России (XXII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока с международным участием), г. Новосибирск, 18-22 июня 2018 г. – 2018. – С. 270-276.

7. Сухорукова А.Ф., Новиков Д.А. Гидрогеология Заельцовско-Мочищенского проявления радоновых вод (г. Новосибирск) // Подземные воды Востока России: Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России (XXII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока с международным участием), г. Новосибирск, 18-22 июня 2018 г. – 2018. – С. 473-480.

8. Новиков Д.А., Вакуленко Л.Г., Сухорукова А.Ф. Геохимия системы вода-порода проявления слаборадоновых вод "Инские источники" (юг Западной Сибири) // Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами: Материалы четвертой Всероссийской научной конференции с международным участием, г. Улан-Удэ, 17-20 августа 2020 г. – 2020. – С. 88-92.

9. Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Сухорукова А.Ф., Максимова А.А., Черных А.В., Деркачев А.С. Радионуклиды в природных водах Новосибирской городской агломерации // Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами: Материалы четвертой Всероссийской научной конференции с международным участием, г. Улан-Удэ, 17-20 августа 2020 г. – 2020. – С. 134-138.

10. Новиков Д.А., Пыряев А.Н., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф., Сухорукова А.Ф. Первые результаты комплексных изотопно-гидрогеохимических исследований природных вод Новосибирской городской агломерации // ГЕО-Сибирь-2020. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: Материалы XVI международной научной конференции, г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г. – 2020. – С. 179-194.

11. Новиков Д.А., Копылова Ю.Г., Вакуленко Л.Г., Сухорукова А.Ф., Пыряев А.Н., Максимова А.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Изотопно-геохимические особенности проявления

- слаборадонных вод "Инские источники" (юг Западной Сибири) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 3. – С. 135-145.
12. Новиков Д.А., Сухорукова А.Ф., Корнеева Т.В., Кменова-Тотцева Р.М., Максимова А.А., Деркачев А.С., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Гидрогеология и гидрогеохимия месторождения минеральных радоновых вод «Каменское» (г. Новосибирск) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 4. – С. 192-208.
13. Ферронский В.И., Поляков В.А. Изотопия гидросферы Земли. – Научный мир, 2009. – 632 с.
14. Hoefs J. Stable isotope geochemistry. 8th edition. Springer Textbooks in Earth Sciences, Geography and Environment. Springer International Publishing AG, part of Springer Nature, 2018. – 460 p.
15. Epstein S., Mayeda T. // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1953. – V. 4. – P. 213-224.
16. Nelson S.T. A simple, practical methodology for routine VSMOW/SLAP normalization of water samples analyzed by continuous flow methods // *Rapid Commun. Mass Spectrom.* – 2000. – V. 14. – P. 1044-1046.
17. Górká M., Sauer P.E., Lewicka-Szczebak D., Jedrysek M.-O. Carbon isotope signature of dissolved inorganic carbon (DIC) in precipitation and atmospheric CO₂ // *Environmental Pollution*. – 2011. – V. 159. – P. 294-301.
18. Evans, M. N., Selmer, K. J., Breeden III, B. T., Lopatka, A. S., and Plummer, R. E. Correction algorithm for online continuous flow $\delta^{13}\text{C}$ and $\delta^{18}\text{O}$ carbonate and cellulose stable isotope analyses // *Geochem. Geophys. Geosyst.* – 2016. – 17. – С. 3580– 3588.
19. Коpec, B. G., Feng, X., Posmentier, E. S., & Sonder, L. J. Seasonal deuterium excess variations of precipitation at Summit, Greenland, and their climatological significance // *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*. – 2019. – V. 124. – P. 72– 91.
20. [Электронный ресурс] URL: <https://nucleus.iaea.org/sites/ReferenceMaterials/Pages/Stable-Isotopes.aspx>.
21. Бабин Г.А., Черных А.И., Головина А.Г., Жигалов С.В., Долгушин С.С., Ветров Е.В., Кораблева Т.В., Бодина Н.А., Светлова Н.А., Федосеев Г.С., Хилько А.П., Епифанов В.А., Лоскутов Ю.И., Лоскутов И.Ю., Михаревич М.В., Пихутин Е.А. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000 (третье поколение). Серия Алтае-Саянская. Лист N-44 – Новосибирск. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. – 392 с. + 4 вкл.
22. Craig H. Isotopic variations in meteoric waters. *Science*. – 1961. – V. 133. – P. 1702–1703.
23. [Электронный ресурс] URL: <https://nucleus.iaea.org/wiser/index.aspx>.
24. Alçiçek H., Bülbül A., Yavuzer I., Alçiçek M. C. Origin and evolution of the thermal waters from the Pamukkale Geothermal Field (Denizli Basin, SW Anatolia, Turkey): Insights from hydrogeochemistry and geothermometry // *Journal of Volcanology and Geothermal Research*. – 2019. – 372. – С. 48–70.
25. Gat J. R., Matsui E. Atmospheric water balance in the Amazon basin: An isotopic evapotranspiration model // *Journal of Geophysical Research*. – 1991. – V. 96. – № D7. – P. 13179-13188.
26. Das A., Krishnaswami S., Bhattacharya S.K. Carbon isotope ratio of dissolved inorganic carbon (DIC) in rivers draining the Deccan Traps, India: Sources of DIC and their magnitudes // *Earth and Planetary Science Letters*. – 2005. – Vol. 236. – P. 419-429.

REFERENCES

1. Posohov E.V., Tolstihin N.I. Mineral'nye vody (lechebnye, promyshlennye, jenergeticheskie). – М.: Nedra, 1977. – 240 s.
2. Verigo E.K., Bykova V.V., Gusev V.K. Zael'covskoe mestorozhdenie radonovyh vod (Novosibirskoe Priob'e) // *Novye dannye po geologii i poleznym iskopaemym Zapadnoj Sibiri*. – 1979. – Т. 14. – S. 47-51.

3. Gusev V.K., Verigo E.K. Radonovye vody Kolyvan'-Tomskoj skladchatoj zony, ih ispol'zovanie i ohrana. // *Izmenenie prirodnyh uslovij pod vlijaniem dejatel'nosti cheloveka*. – Novosibirsk: Nauka. Sibirskoe otdelenie, 1984. – S. 99-107.

4. Rosljakov N.A., Zhmodik S.M., Pahomov V.G. Estestvennye radionuklidy v geologicheskoj srede Novosibirskoj oblasti // *Radioaktivnost' i radioaktivnye jelementy v srede obitanija cheloveka: Materialy IV Mezhdunarodnoj konferencii*, Tomsk, 4-8 ijunja 2013 g. – Tomsk: Izd-vo Tomskogo politehnicheskogo universiteta, 2013. – S. 461-464.

5. Korneeva T.V., Novikov D.A. Mehanizmy nakoplenija mikrojelementov v radonovyh vodah Zael'covskogo mestorozhdenija (jug Zapadnoj Sibiri) // *Podzemnye vody Vostoka Rossii: Materialy Vserossijskogo soveshhanija po podzemnym vodam Vostoka Rossii (XXII Soveshhanie po podzemnym vodam Sibiri i Dal'nego Vostoka s mezhdunarodnym uchastiem)*, g. Novosibirsk, 18-22 ijunja 2018 g. – 2018. – S. 270-276.

6. Suhorukova A.F., Novikov D.A. Hidrogeologija Zael'covsko-Mochishhenskogo pojavlenija radonovyh vod (g. Novosibirsk) // *Podzemnye vody Vostoka Rossii: Materialy Vserossijskogo soveshhanija po podzemnym vodam Vostoka Rossii (XXII Soveshhanie po podzemnym vodam Sibiri i Dal'nego Vostoka s mezhdunarodnym uchastiem)*, g. Novosibirsk, 18-22 ijunja 2018 g. – 2018. – S. 473-480.

7. Novikov D.A., Vakulenko L.G., Suhorukova A.F. Geohimija sistemy voda-proda pojavlenija slaboradonovyh vod "Inskie istochniki" (jug Zapadnoj Sibiri) // *Geologicheskaja jevoljucija vzaimodejstvija vody s gornymi porodami: Materialy chetvertoj Vserossijskoj nauchnoj konferencii s mezhdunarodnym uchastiem*, g. Ulan-Udje, 17-20 avgusta 2020 g. – 2020. – S. 88-92.

8. Novikov D.A., Dul'cev F.F., Suhorukova A.F., Maksimova A.A., Chernyh A.V., Derkachev A.S. Radionuklidy v prirodnyh vodah Novosibirskoj gorodskoj aglomeracii // *Geologicheskaja jevoljucija vzaimodejstvija vody s gornymi porodami: Materialy chetvertoj Vserossijskoj nauchnoj konferencii s mezhdunarodnym uchastiem*, g. Ulan-Udje, 17-20 avgusta 2020 g. – 2020. – S. 134-138.

9. Novikov D.A., Pyrjaev A.N., Chernyh A.V., Dul'cev F.F., Suhorukova A.F. Pervye rezul'taty kompleksnyh izotopno-gidrogeohimicheskikh issledovanij prirodnyh vod Novosibirskoj gorodskoj aglomeracii // *Interjekspos GEO-Sibir' - "Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravlenija i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Jekonomika. Geojekologija"*: Materialy XVI mezhdunarodnoj nauchnoj konferencii, g. Novosibirsk, 20-24 aprelja 2020 g. – 2020. – S. 179-194.

10. Novikov D.A., Kopylova Ju.G., Vakulenko L.G., Suhorukova A.F., Pyrjaev A.N., Maksimova A.A., Dul'cev F.F., Chernyh A.V. Izotopno-geohimicheskie osobennosti pojavlenija slaboradonovyh vod "Inskie istochniki" (jug Zapadnoj Sibiri) // *Izvestija Tomskogo politehnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*. – 2021. – T. 332. – № 3. – S. 135-145.

11. Novikov D.A., Suhorukova A.F., Korneeva T.V., Kmenova-Totceva R.M., Maksimova A.A., Derkachev A.S., Dul'cev F.F., Chernyh A.V. Hidrogeologija i gidrogeohimija mestorozhdenija mineral'nyh radonovyh vod «Kamenskoe» (g. Novosibirsk) // *Izvestija Tomskogo politehnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*. – 2021. – T. 332. – № 4. – S. 192–208.

12. Ferronskij V.I., Poljakov V.A. *Izotopija gidrosfery Zemli*. – Nauchnyj mir, 2009. – 632 s.

13. Hoefs J. *Stable isotope geochemistry*. 8th edition. Springer Textbooks in Earth Sciences, Geography and Environment. Springer International Publishing AG, part of Springer Nature, 2018. – 460 p.

14. Epstein S., Mayeda T. // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1953. – V. 4. – P. 213-224.

15. Nelson S.T. A simple, practical methodology for routine VSMOW/SLAP normalization of water samples analyzed by continuous flow methods // *Rapid Commun. Mass Spectrom.* – 2000. – V. 14. – P. 1044-1046.

16. Górka M., Sauer P.E., Lewicka-Szczebak D., Jedrysek M.-O. Carbon isotope signature of dissolved inorganic carbon (DIC) in precipitation and atmospheric CO₂ // *Environmental Pollution*. – 2011. – V. 159. – P. 294-301.

17. Evans, M. N., Selmer, K. J., Breeden III, B. T., Lopatka, A. S., and Plummer, R. E. Correction algorithm for online continuous flow $\delta^{13}\text{C}$ and $\delta^{18}\text{O}$ carbonate and cellulose stable isotope analyses / *Geochem. Geophys. Geosyst.* – 2016. – 17. – C. 3580–3588.
18. Kopec, B. G., Feng, X., Posmentier, E. S., & Sonder, L. J. Seasonal deuterium excess variations of precipitation at Summit, Greenland, and their climatological significance // *Journal of Geophysical Research: Atmospheres.* – 2019. – V. 124. – P. 72–91.
19. [Jelektronnyj resurs] URL: <https://nucleus.iaea.org/sites/ReferenceMaterials/Pages/Stable-Isotopes.aspx>.
20. Babin G.A., Chernyh A.I., Golovina A.G., Zhigalov S.V., Dolgushin S.S., Vetrov E.V., Korableva T.V., Bodina N.A., Svetlova N.A., Fedoseev G.S., Hil'ko A.P., Epifanov V.A., Loskutov Ju.I., Loskutov I.Ju., Miharevich M.V., Pihutin E.A. Gosudarstvennaja geologicheskaja karta Rossijskoj Federacii. Masshtab 1:1000000 (tret'e pokolenie). Serija Altae-Sajanskaja. List N-44 – Novosibirsk. Objasnitel'naja zapiska. – SPb.: Kartograficheskaja fabrika VSE-GEI, 2015. – 392 s. + 4 vkl.
21. Craig H. Isotopic variations in meteoric waters. *Science.* – 1961. – V. 133. – P. 1702–1703.
22. [Jelektronnyj resurs] URL: <https://nucleus.iaea.org/wiser/index.aspx>.
23. Alçiçek H., Bülbül A., Yavuzer I., Alçiçek M. C. Origin and evolution of the thermal waters from the Pamukkale Geothermal Field (Denizli Basin, SW Anatolia, Turkey): Insights from hydrogeochemistry and geothermometry // *Journal of Volcanology and Geothermal Research.* –2019. – 372. – P. 48–70.
24. Gat J. R., Matsui E. Atmospheric water balance in the Amazon basin: An isotopic evapotranspiration model // *Journal of Geophysical Research.* – 1991. – V. 96. – № D7. – P. 13179-13188.
25. Das A., Krishnaswami S., Bhattacharya S.K. Carbon isotope ratio of dissolved inorganic carbon (DIC) in rivers draining the Deccan Traps, India: Sources of DIC and their magnitudes // *Earth and Planetary Science Letters.* – 2005. – Vol. 236. – P. 419-429.

© А. Н. Пыряев, Д. А. Новиков, Ф. Ф. Дульцев,
А. В. Черных, А. А. Максимова, А. С. Деркачев, 2021

ХАРАКТЕРИСТИКА СТАБИЛЬНЫХ ИЗОТОПОВ В ПРИРОДНЫХ ВОДАХ БАССЕЙНА РЕКИ ВИТИМ

Александр Николаевич Пыряев

Институт геологии и минералогии им. В. С. Соболева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.х.н., научный сотрудник, e-mail: pyrayev@igm.nsc.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, ассистент кафедры химической и биологической физики

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, к.г.-м.н., зав. лабораторией, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа и кафедры общей и региональной геологии

Анастасия Алексеевна Максимова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, инженер, e-mail: rock.nastaya64@gmail.com

В работе представлены первые данные комплексного анализа изотопных отношений водорода, кислорода вод и углерода растворенной углекислоты для одной из крупнейших рек Восточной Сибири – Витим, а также ряда ее притоков. Установлено, что значения δD и $\delta^{18}O$ изученных вод варьируют в диапазоне от -173,0 до -149,1‰ для водорода и от -23,3 до -20,2‰ для кислорода и указывают на метеорное происхождение вод. Содержание водорастворенного CO_2 в изученных водах изменяется со сменой ландшафта, при этом значения $\delta^{13}C_{DIC}$ варьируют от -17,1 до -9,0‰ и свидетельствуют об участии в формировании гидрокарбонат-иона почвенной диффузионной и вегетативной углекислоты.

Ключевые слова: река Витим, поверхностные воды, стабильные изотопы кислорода, водорода, углерода

CHARACTERISTICS OF STABLE ISOTOPES IN NATURAL WATERS OF THE VITIM RIVER BASIN

Aleksandr N. Pyrayev

Institute of Geology and Mineralogy V.S. Sobolev SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Researcher, e-mail: pyrayev@igm.nsc.ru

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., PhD, head of the laboratory, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., associate professor

Anastasia A. Maksimova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., engineer, e-mail: rock.nastaya64@gmail.com

In this paper first data of the complex analysis of the hydrogen, oxygen and carbon isotope composition in waters and dissolved inorganic carbon (DIC) of the largest East Siberia river Vitim and some of its inflows are presented. The δD and $\delta^{18}O$ values for waters under investigation indicating meteoric origin of waters and varies from -173,0 to -149,1 ‰ for hydrogen and from -23,3 to -20,2 ‰ for oxygen. Concentration of the DIC in waters depends on the type of landscape while $\delta^{13}C_{DIC}$ values varies from -17,1 to -9,0 ‰ and pointed out the participation of soil diffusion and vegetative CO_2 in formation of hydrocarbonate-ion.

Keywords: Vitim river, surface waters, stable oxygen, hydrogen and carbon isotopes

Река Витим, приток р. Лена, является одной из крупнейших рек Восточной Сибири, бассейн которой охватывает большую территорию (более 7,5 тыс. км²). На текущий момент природные воды сибирских рек и водоемов являются малоизученными с точки зрения стабильной изотопии О и Н вод, а также С растворенной углекислоты - DIC. И воды р. Витим и ее притоков не являются исключением, что следует расценивать как крупное упущение, поскольку вышеперечисленные параметры позволяют изучать историю вод прямыми методами [1-2]. Изотопные отношения кислорода и водорода, а также $\delta^{13}C_{DIC}$, за последние десятилетия зарекомендовали себя как надежный инструмент для решения вопросов генезиса природных вод, взаимодействия в системе «вода-порода-газ-органическое вещество», в исследованиях процессов водосбора, смешения водных потоков, межпластовых перетоков, переноса и седиментации влаги [3-7]. Получаемые изотопные данные позволяют оценить вклады индивидуальных источников в общее питание реки и ее притоков, оценить взаимодействие вод с окружающими породами и органическим веществом [8].

В ходе экспедиционных работ, проведенных в июне-июле 2019 г. было отобрано 20 проб вод как непосредственно из р. Витим, так и из ее притоков. Отбор проб проводился совместно с выполнением сейсморазведочных работ по реке Витим, предварительная пробоподготовка выполнялись в соответствии с общепринятыми методиками. На месте отбора пробы отфильтровывались через целлюлозный фильтр (0,45 мкм) для удаления взвеси с помощью системы вакуумной фильтрации, собирались в герметичные пробирки 50 мл, сверху обматывались парафильмом для минимизации газообмена с окружением при транспортировке и хранении. Точки отбора проб представлены на рисунке 1а. Исследование изотопного состава кислорода, водорода вод, а также углерода водорастворенной углекислоты проводилось в Аналитическом центре МИИ Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН на изотопном масс-спектрометре FinniganTM MAT 253, снабженном приставками пробоподготовки H/Device и GasBench II. Изотопные отношения кислорода и углерода в воде определялись в соответствии с известными методиками [9-12] с применением приставки пробоподготовки GasBench II. Анализ водородных изотопных отношений проводился с помощью приставки пробоподготовки H/Device в соответствии с методикой, представленной в работе [3]. Все измерения проводились относительно материалов сравнения Международного агентства по атомной энергии: NBS-18 и NBS-19 - при измерениях $\delta^{13}C$ в водах; VSMOW2, SLAP2 и GISP – при изме-

рениях δD и $\delta^{18}O$ в водах [13]. Погрешность измерений не превышала 0,1 ‰ при анализе изотопного состава углерода, 0,2 ‰ – кислорода и 2 ‰ – водорода.

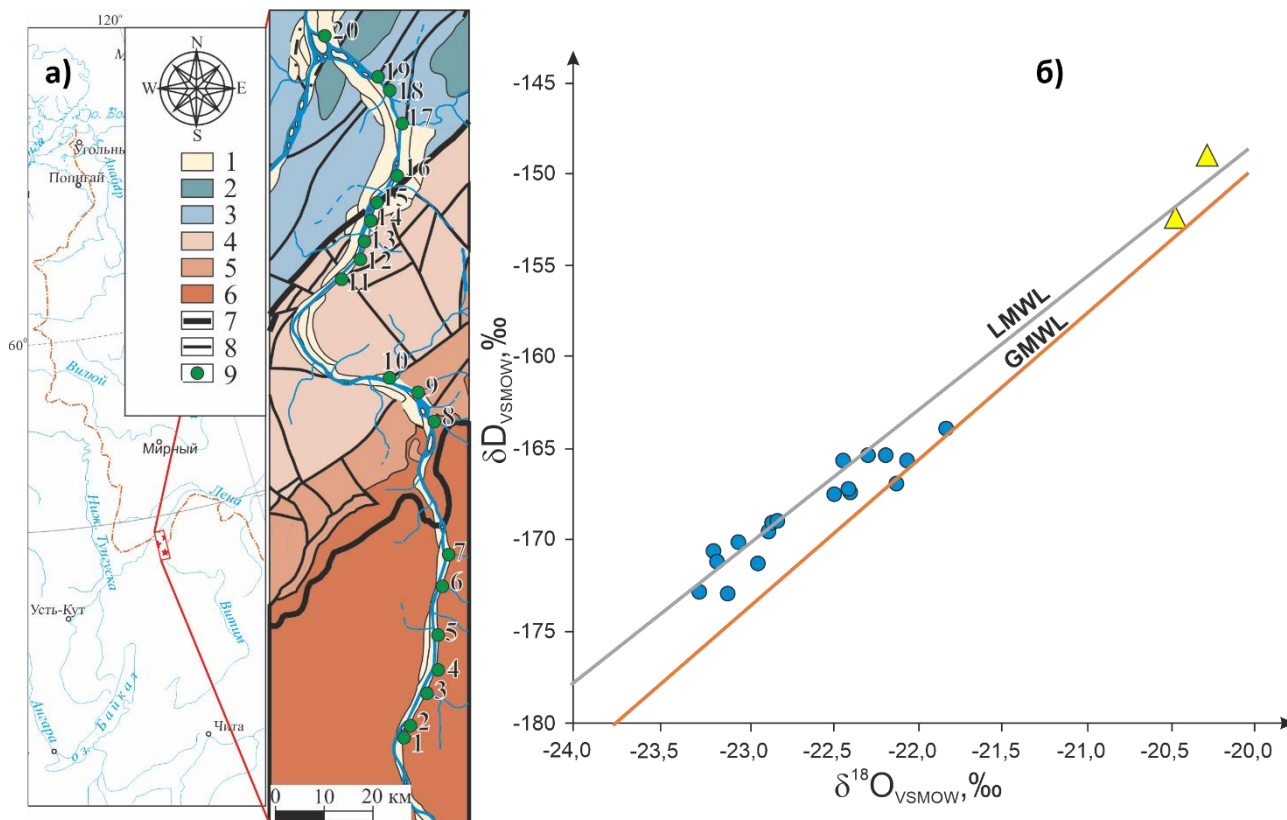


Рис. 1: а – карта-схема отбора проб (описание представлено в таблице), Отложения: 1 – четвертичные; 2 – ордовикские; 3 – кембрийские; 4 – вендские; 5 – рифейские; 6 – чуйско-нечерский гранитоидный комплекс; 7 – надвиги; 8 – разломы; 9 – точки отбора проб воды: 1 – р. Витим, 2 – ручей №4, 3 – р. Максимиха, 4 – ручей №2, 5 – ручей №1, 6 – р. Иваниха, 7 – р. Барщиха, 8 – р. Верхняя Язовая, 9 – р. Корюха, 10 – ручей №4, 11 – р. Теплая, 12 – р. Желтовская, 13 – ручей №5, 14 – р. Коробова, 15 – руч. Мысовой, 16 – р. Пыдриха, 17 – р. Быстрая, 18 – руч. Силинский, 19 – р. Дурная, 20 – устье р. Витим; б – Значения δD и $\delta^{18}O$ для природных вод р. Витим (треугольники) и ее притоков (кружки) относительно GMWL и LMWL

В таблице представлены данные по значениям δD и $\delta^{18}O$ изученных природных вод, а на рисунке 1 б они построены относительно глобальной (GMWL – Global Meteoric Water Line) [14] и локальной (LMWL – Local Meteoric Water Line) [15] линий метеорных вод. Локальная линия метеорных вод приведена для ближайшей точки наблюдений из представленных в Wiser – для города Иркутска, находящегося в 500 км юго-восточной исследуемого района. Из представленных данных видно, что δD и $\delta^{18}O$ для изученных природных вод варьируют в широком интервале значений: от -173,0 до -149,1 ‰ для водорода и от -23,3 до -20,2 ‰ для кислорода. При этом для вод р. Витим характерны существенно более тяжелые изотопные отношения кислорода и водорода, что выделяет их в отдель-

ную группу (треугольники на рис. 1б). Полученные изотопные данные хорошо согласуются с трендом LMWL: большинство точек размещается в диапазоне значений между глобальной и локальной линиями метеорных вод, что указывает на превалирующее метеорное питание исследованных рек и ручьев. Климатические условия для источника влаги, выпадающей в виде осадков в исследованном районе, следует рассматривать как более холодный относительно усредненных условий, для которых построена глобальная зависимость $\delta D = 8 \times \delta^{18}O + 10$. Обогащение вод дейтерием относительно GMWL в природных водах при понижении климатической температуры источника влаги является активно обсуждаемым и многократно зафиксированным фактом [3, 16-17].

Положительные отклонения (кислородный сдвиг) значений $\delta^{18}O$ в изученных водах относительно LMWL могут быть обусловлены проявлением эффектов испарения вод уже на месте (сайтовых вод – site water), приводящего к обеднению кислородных изотопных отношений легким изотопом ^{16}O [4, 7]. Согласно [18], величина сдвига определяется внешними условиями и может достигать +4 ‰ при малых глубинах водоемов и высоких температурах окружения.

Таблица 1

Характеристика стабильных изотопов Н, О и С для природных вод
р. Витим и ее притоков

№ пробы на карте	Описание пробы	δD , ‰	$\delta^{18}O$, ‰	HCO_3^- , μ моль/л	$\delta^{13}C_{DIC}$, ‰
1	р. Витим	-149,1	-20,2	299	-14,2
2	Безымянный ручей № 3, приток р. Витим	-168,9	-22,8	115	-10,7
3	устье р. Максимиha, приток р. Витим	-170,1	-23,0	172	-10,4
4	Безымянный ручей № 2, приток р. Витим	-169,5	-22,8	77	-10,9
5	Безымянный ручей № 1, приток р. Витим	-169,0	-22,8	126	-10,5
6	р. Ивановa, приток р. Витим	-167,5	-22,5	140	-17,1
7	р. Барщиха, приток р. Витим	-170,6	-23,2	140	-14,4
8	р. Верх-Язовая, приток р. Витим	-172,8	-23,3	140	-9,0
9	р. Корюха, приток р. Витим	-171,2	-23,2	267	-11,6
10	Безымянный ручей № 4, приток р. Витим	-173,0	-23,1	1149	-12,2
11	р. Тёплая, приток р. Витим	-165,6	-22,0	966	-9,0
12	р. Желтовская, приток р. Витим	-165,3	-22,1	1287	-12,7
13	Безымянный ручей № 5, приток р. Витим	-167,4	-22,4	1517	-14,1
14	р. Коробова, приток р. Витим	-165,7	-22,4	1011	-12,4
15	ручей Мысовой, приток р. Витим	-163,9	-21,8	1678	-11,6
16	р. Пыдриха, приток р. Витим	-165,4	-22,3	1126	-11,0
17	р. Быстрая, приток р. Витим	-167,2	-22,4	1057	-10,1
18	ручей Силянский, приток р. Витим	-171,3	-22,9	2299	-12,0
19	р. Дурная, приток р. Витим	-166,9	-22,1	1069	-14,8
20	Устье р. Витим	-152,5	-20,4	230	-11,6

Наглядно проявление этого эффекта можно увидеть при сравнении значений δD и $\delta^{18}O$, характеризующих воды р. Витим в начале и в конце маршрута исследования (то есть, для проб № 1 и 20, соответственно). Несмотря на близкие значения кислородных и водородных изотопных отношений в этих пробах, из рисунка 1б видно, что для вод, отобранных в конце маршрута, достигается максимальное проявление испарения вод. Наблюдается положительный кислородный сдвиг относительно LMWL, несмотря на то, что картина несколько смазана изменением самой пары значений δD и $\delta^{18}O$ ввиду их обогащения легкими изотопами 1H и ^{18}O от вод притоков.

В целом, для притоков р. Витим характерны более легкие кислородные и водородные изотопные отношения, что позволяет предположить смещение акцента их питания к осадкам более холодного времени года. Обогащение δD и $\delta^{18}O$ сайтовых метеорных вод легкими изотопами при понижении климатической температуры является хорошо изученным фактом, что было наглядно продемонстрировано в работе [19] для антарктических снегов.

Отдельного внимания заслуживают углеродные изотопные отношения в водорастворенной углекислоте. В таблице 1 и на рисунке 2а приведена изотопно-концентрационная характеристика DIC для изученных вод. Из представленных данных видно, что исследованные воды можно подразделить на 2 большие группы: низкоуглеродистые (с содержанием HCO_3^- менее 300 $\mu\text{моль/л}$), отмеченные на рисунке 2 серыми ромбами и высокоуглеродистые (содержание HCO_3^- более 900 $\mu\text{моль/л}$), - отмеченные серыми звездами. Здесь важно отметить, что при стандартных условиях (25 °С, рН = 5,5 и нормальной концентрации CO_2 в воздухе 360 ppmv), содержание углекислоты в метеорных водах (в основном, в виде HCO_3^-), поглощенной исключительно из атмосферной двуокиси углерода, не превышает 10 $\mu\text{моль/л}$ [20]. В нашем случае превышение концентрации водорастворенной углекислоты составляет от 8 до 230 раз. Соответственно, в большинстве случаев CO_2 , поглощенный водами исключительно из атмосферы может рассматриваться как несущественный. С точки отбора №10 (после р. Корюха), концентрация гидрокарбонат-иона в водах притоков р. Витим существенно возрастает (рис. 2б), что, обусловлено появлением обнажений карбонатных пород на площадях водосбора указанных водных потоков, поскольку окружающий ландшафт изменяется с гористого на пологий равнинный.

Кроме вышеописанной особенности возрастания содержания гидрокарбонат-иона в водах, для разных водотоков характерны индивидуальные тренды возрастания концентрации иона HCO_3^- : постепенное нарастание в случае рек Теплая, Коробова, Пыдриха, Быстрая, Дурная и ручья №5 (прерывистая линия на рис. 2б), и резкое – для реки Желтовская и ручьев №4, Мысового, Силинского (светло-серая линия на рис. 2б). Указанные особенности вполне закономерны. Известно, что насыщение вод DIC в большей степени проявляется для небольших потоков с малой скоростью и крупными площадями водосбора с активной биогенной/вегетативной деятельностью [21].

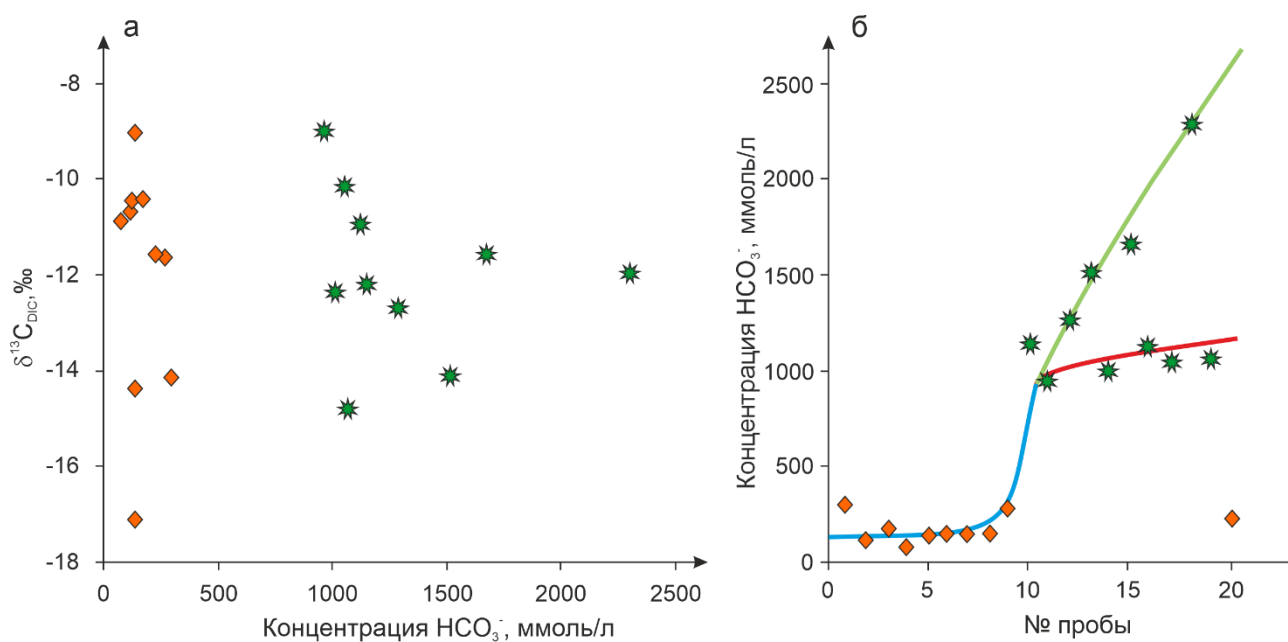


Рис. 2: а - изотопно-концентрационная характеристика DIC изученных вод;
 б – вариация концентраций иона HCO_3^- в исследованных водах.
 Пояснения см. в тексте

Содержание углекислоты в изученных водах явно указывает на участие в ее формировании почвенной углекислоты, которая, в свою очередь, может быть образована по диффузионному и биогенному механизму для верхних слоев почв [20]. Диффузионная почвенная углекислота наследует изотопный состав атмосферного CO_2 (около $-8,0$ ‰), в то время как изотопный состав биогенной определяется типом фотосинтеза растений, перерабатывающих воздушную двуокись углерода.

Для растений с фотосинтезом C_3 значения $\delta^{13}\text{C}$ составляют $-27,8 \pm 2$ ‰ [20] и углекислота, высвобождаемая при распаде останков таких растений, обогащена легкими изотопами.

Значения $\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ в изученных водах варьируют от $-17,1$ до $-9,0$ ‰. Четкой корреляции между содержанием углекислоты в водах и изотопными отношениями углерода DIC не наблюдается. Очевидно, это обусловлено многообразием источников водорастворимой формы углерода в исследованных водах. В целом, полученные значения углеродных дельт и содержания водорастворенного CO_2 в водах явно свидетельствуют об участии в его формировании почвенной углекислоты от диффузионной (то есть поглощенной почвами из атмосферы) для изотопно-тяжелых значений $\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ до вегетативной (то есть, произведенной при участии растений с фотосинтезом типа C_3) – для изотопно-легких значений $\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ [20].

Таким образом, в настоящей работе было установлено метеорное питание вод р. Витим и ее притоков. Вклад притоков в изученном регионе в общий изотопный состав реки – несущественный, воды последней отличаются более тяже-

лыми изотопными отношениями кислорода и водорода, что указывает на смещение акцента питания вод реки осадками теплого времени года. Содержание DIC в водах изученных рек и ручьев возрастает с переходом от гористого на равнинный ландшафт. Значения $\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ в изученных водах варьируют от -17,1 до -9,0 ‰ и свидетельствуют об участии в его формировании почвенной диффузионной и вегетативной углекислоты.

Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025 и РФФИ в рамках научного проекта № 18-05-70074 «Ресурсы Арктики».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Hoefs J. Stable isotope geochemistry. 8th edition. Springer Textbooks in Earth Sciences, Geography and Environment. Springer International Publishing AG, part of Springer Nature, 2018. – 460 p.
2. Stefánsson A., Arnorsson S., Sveinbjörnsdóttir A.E., Heinemaier J. Isotope ($\delta\text{D}, \delta^{18}\text{O}, ^3\text{H}, \delta^{13}\text{C}, ^{14}\text{C}$) and chemical (B, Cl) Constrains on water origin, mixing, water-rock interaction and age of low-temperature geothermal water // Applied Geochemistry. – 2019. – V. 108. – 104380.
3. Kopec, B. G., Feng, X., Posmentier, E. S., & Sonder, L. J. Seasonal deuterium excess variations of precipitation at Summit, Greenland, and their climatological significance // Journal of Geophysical Research: Atmospheres. – 2019. – V. 124. – P. 72–91.
4. Chafouq D., Mandour A.El, Elgettafi M., Himi M., Chouikri I., Casas A. Hydrochemical and isotopic characterization of groundwater in the Ghis-Nekor plain (northern Morocco). Journal of African Earth Sciences. – 2018. – V. 139. – P. 1-13.
5. Mickler P.J., Carlson P., Banner J.L., Breecker D.O., Stern L., Guilfoyle A. Quantifying carbon isotope disequilibrium during in-cave evolution of drip water along discrete flow paths. Geochimica et Cosmochimica Acta. – 2019. – V. 244. – P. 182-196.
6. Mora G., Blaser L. Effect of catchment lithology on dissolved inorganic carbon budgets in suburban streams of Baltimore, Maryland, during rainfall minima / Geosciences Journal. – 2020. – V. 24. – № 1. – P. 85-96.
7. Newman C.P. Poulson S.R., Hanna B. Regional isotopic investigation of evaporation and water-rock interaction in mine pit lakes in Nevada, USA. Journal of Geochemical Exploration. – 2020. – V. 210. – 106445. – 15 p.
8. Новиков Д.А., Максимова А.А., Пыряев А.Н., Ян П.А. Первые изотопно-гидрогеохимические данные по природным водам юго-восточного склона кряжа Чекановского (Арктические районы Сибирской платформы) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 11. – С. 157–167.
9. Epstein S., Mayeda T. // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1953. – V. 4. – P. 213-224.
10. Nelson S.T. A simple, practical methodology for routine VSMOW/SLAP normalization of water samples analyzed by continuous flow methods // Rapid Commun. Mass Spectrom. – 2000. – V. 14. – P. 1044-1046.
11. Górka M., Sauer P.E., Lewicka-Szczebak D., Jedrysek M.-O. Carbon isotope signature of dissolved inorganic carbon (DIC) in precipitation and atmospheric CO_2 // Environmental Pollution. – 2011. – V. 159. – P. 294-301.
12. Evans, M. N., Selmer, K. J., Breeden III, B. T., Lopatka, A. S., and Plummer, R. E. Correction algorithm for online continuous flow $\delta^{13}\text{C}$ and $\delta^{18}\text{O}$ carbonate and cellulose stable isotope analyses / Geochem. Geophys. Geosyst. – 2016. – 17. – C. 3580–3588.

13. [Электронный ресурс] URL:<https://nucleus.iaea.org/sites/ReferenceMaterials/Pages/Stable-Isotopes.aspx>.
14. Craig H. Isotopic variations in meteoric waters. *Science*. – 1961. – V. 133. – P. 1702–1703.
15. [Электронный ресурс] URL: <https://nucleus.iaea.org/wiser/index.aspx>
16. Andreo B., Linan C., Carrasco F., Jimenez de Cisneros C., Caballero F., Mudry J. 27. Influence of rainfall quantity on the isotopic composition (^{18}O and ^2H) of water in mountainous areas. Application for groundwater research in the Yunquera-Nieves karst aquifers (S Spain) // *Applied Geochemistry*. – 2004. – V. 19. – P. 561–574.
17. Bagheri R., Bagheri F., Karami G. H., Jafari H. Chemo-isotopes (^{18}O & ^2H) signatures and HYSPLIT model application: Clues to the atmospheric moisture and air mass origins // *Atmospheric Environment*. – 2019. – V. 215. – article 116892.
18. Wenninger J., Beza D.T., Uhlenbrook S. Experimental investigations of water fluxes within the soil–vegetation–atmosphere system: Stable isotope mass-balance approach to partition evaporation and transpiration // *Physics and Chemistry of the Earth*. – 2010. – V. 35. – P. 565–570.
19. Ma T., Li L., Li Y., An C., Yu J., Ma H., Jiang S., Shi G. Stable isotopic composition in snowpack along the traverse from a coastal location to Dome A (East Antarctica): Results from observations and numerical modeling // *Polar Science*. – 2020. – V. 24. – 100510.
20. Das A., Krishnaswami S., Bhattacharya S.K. Carbon isotope ratio of dissolved inorganic carbon (DIC) in rivers draining the Deccan Traps, India: Sources of DIC and their magnitudes // *Earth and Planetary Science Letters*. – 2005. – V. 236. – Issues 1–2. – P. 419–429.
21. Deirmendjian L., Anschutz P., Morel C., Mollier A., Augusto L., Loustau D., Cotovicz L.C., Jr, Buquet D., Lajaunie K, Chaillou G, Voltz B., Charbonnier C., Poirier D., Abril G. Importance of the vegetation-groundwater-stream continuum to understand transformation of biogenic carbon in aquatic systems - a case study based on a pine-maize comparison in a lowland sandy watershed (Landes de Gascogne, SW France) *Science of the Total Environment*. – 2019. – V. 661. – P. 613–629.

REFERENCES

1. Hoefs J. Stable isotope geochemistry. 8th edition. Springer Textbooks in Earth Sciences, Geography and Environment. Springer International Publishing AG, part of Springer Nature, 2018. – 460 p.
2. Stefánsson A., Arnorsson S., Sveinbjörnsdóttir A.E., Heinemaier J. Isotope ($\delta\text{D}, \delta^{18}\text{O}, \delta^3\text{H}, \delta^{13}\text{C}, \delta^{14}\text{C}$) and chemical (B, Cl) Constrains on water origin, mixing, water-rock interaction and age of low-temperature geothermal water // *Applied Geochemistry*. – 2019. – V. 108. – 104380.
3. Kopecký B. G., Feng X., Posmentier, E. S., & Sonder, L. J. Seasonal deuterium excess variations of precipitation at Summit, Greenland, and their climatological significance // *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*. – 2019. – V. 124. – P. 72–91.
4. Chafouq D., Mandour A.El, Elgettafi M., Himi M., Chouikri I., Casas A. Hydrochemical and isotopic characterization of groundwater in the Ghis-Nekor plain (northern Morocco). *Journal of African Earth Sciences*. – 2018. – V. 139. – P. 1–13.
5. Mickler P.J., Carlson P., Banner J.L., Breecker D.O., Stern L., Guilfoyle A. Quantifying carbon isotope disequilibrium during in-cave evolution of drip water along discrete flow paths. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2019. – V. 244. – P. 182–196.
6. Mora G., Blaser L. Effect of catchment lithology on dissolved inorganic carbon budgets in suburban streams of Baltimore, Maryland, during rainfall minima / *Geosciences Journal*. – 2020. – V. 24. – № 1. – P. 85–96.
7. Newman C.P. Poulson S.R., Hanna B. Regional isotopic investigation of evaporation and water-rock interaction in mine pit lakes in Nevada, USA. *Journal of Geochemical Exploration*. – 2020. – V. 210. – 106445. – 15 p.

8. Novikov D.A., Maksimova A.A., Pyrjaev A.N., Jan P.A. Pervye izotopno-gidrogeohimicheskie dannye po prirodnyim vodam jugo-vostochnogo sklona krjazha Chekanovskogo (Arkticheskie rajony Sibirskoj platformy) // *Izvestija Tomskogo politehnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov.* – 2020. – T. 331. – № 11. – S. 157–167.
9. Epstein S., Mayeda T. // *Geochimica et Cosmochimica Acta.* – 1953. – V. 4. – P. 213-224.
10. Nelson S.T. A simple, practical methodology for routine VSMOW/SLAP normalization of water samples analyzed by continuous flow methods // *Rapid Commun. Mass Spectrom.* – 2000. – V. 14. – P. 1044-1046.
11. Górka M., Sauer P.E., Lewicka-Szczebak D., Jedrysek M.-O. Carbon isotope signature of dissolved inorganic carbon (DIC) in precipitation and atmospheric CO₂ // *Environmental Pollution.* – 2011. – V. 159. – P. 294-301.
12. Evans, M. N., Selmer, K. J., Breeden III, B. T., Lopatka, A. S., and Plummer, R. E. Correction algorithm for online continuous flow $\delta^{13}\text{C}$ and $\delta^{18}\text{O}$ carbonate and cellulose stable isotope analyses / *Geochem. Geophys. Geosyst.* – 2016. – 17. – C. 3580– 3588.
13. [Jelektronnyj resurs] URL:<https://nucleus.iaea.org/sites/ReferenceMaterials/Pages/Stable-Isotopes.aspx>.
14. Craig H. Isotopic variations in meteoric waters. *Science.* – 1961. – V. 133. – P. 1702–1703.
15. [Jelektronnyj resurs] URL: <https://nucleus.iaea.org/wiser/index.aspx>
16. Andreo B., Linan C., Carrasco F., Jimenez de Cisneros C., Caballero F., Mudry J. 27. Influence of rainfall quantity on the isotopic composition (¹⁸O and ²H) of water in mountainous areas. Application for groundwater research in the Yunquera-Nieves karst aquifers (S Spain) // *Applied Geochemistry.* – 2004. – V. 19. – P. 561–574.
17. Bagheri R., Bagheri F., Karami G. H., Jafari H. Chemo-isotopes (¹⁸O & ²H) signatures and HYSPLIT model application: Clues to the atmospheric moisture and air mass origins // *Atmospheric Environment.* – 2019. – V. 215. – article 116892.
18. Wenninger J., Beza D.T., Uhlenbrook S. Experimental investigations of water fluxes within the soil–vegetation–atmosphere system: Stable isotope mass-balance approach to partition evaporation and transpiration // *Physics and Chemistry of the Earth.* – 2010. – V. 35. – P. 565–570.
19. Ma T., Li L., Li Y., An C., Yu J., Ma H., Jiang S., Shi G. Stable isotopic composition in snowpack along the traverse from a coastal location to Dome A (East Antarctica): Results from observations and numerical modeling // *Polar Science.* – 2020. – V. 24. – 100510.
20. Das A., Krishnaswami S., Bhattacharya S.K. Carbon isotope ratio of dissolved inorganic carbon (DIC) in rivers draining the Deccan Traps, India: Sources of DIC and their magnitudes // *Earth and Planetary Science Letters.* – 2005. – V. 236. – Issues 1–2. – P. 419-429.
21. Deirmendjian L., Anschutz P., Morel C., Mollier A., Augusto L., Loustau D., Cotovicz L.C., Jr, Buquet D., Lajaunie K, Chaillou G, Voltz B., Charbonnier C., Poirier D., Abril G. Importance of the vegetation-groundwater-stream continuum to understand transformation of biogenic carbon in aquatic systems - a case study based on a pine-maize comparison in a lowland sandy watershed (Landes de Gascogne, SW France) *Science of the Total Environment.* – 2019. – V. 661. – P. 613-629.

© А. Н. Пырjаев, Д. А. Новиков, А. А. Максимова, 2021

ОСОБЕННОСТИ ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИС БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЮГО-ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Светлана Владимировна Рыжкова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: RzhkovaSV@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа ГГФ

Михаил Александрович Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, к.г.-м.н., зав. лабораторией, e-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова 2, старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа ГГФ

Альвина Григорьевна Замирайлова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: ZamirailovaAG@ipgg.sbras.ru

Елена Анатольевна Костырева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru

В статье представлены результаты выявления взаимосвязи кремнистого, глинистого, карбонатного и органического веществ и пирита от типов электрического и радиоактивного каротажа. Описано влияние содержания перечисленных породообразующих компонентов пород на геофизические характеристики. Приведена объемная литологическая модель скважины Арчинская-47, построенная на основе установленных корреляционных связей.

Ключевые слова: баженовская свита, литологический состав, интерпретация электрического и радиоактивного каротажа

FEATURES OF THE LITHOLOGICAL INTERPRETATION OF THE GIS OF THE BAZHENOV FORMATION IN THE SOUTH-EASTERN REGIONS OF WESTERN SIBERIA

Svetlana V. Rzhkova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Senior Researcher, e-mail: RzhkovaSV@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., Senior Lecturer

Mikhail A. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Head of the Laboratory, e-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., Senior Lecturer

Al'vina G. Zamirailova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Senior Researcher, e-mail: ZamirailovaAG@ipgg.nsc.ru

Elena A. Kostyreva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Senior Researcher, e-mail: KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru

The article presents the results of revealing the relationship of siliceous, clay, carbonate and organic substances and pyrite from the types of electrical and radioactive logging. The influence of the content of the listed rock-forming components of rocks on the geophysical characteristics is described. The volume lithological model of the Archinskaya-47 well, constructed on the basis of established correlations, is presented.

Keywords: Bazhenov formation, lithological composition, interpretation of electrical and radioactive logging

Первоначально считалось, что баженовская свита имеет однородный литологический состав и представлена преимущественно аргиллитами [1]. Результаты детальных аналитических исследований пород из разных районов распространения свиты показали их многокомпонентный состав [2, 3, 4, 5; и др.]. Основная часть в разрезе представлена веществом: кремнистым, глинистым, карбонатным, органическим и пиритом. В практике литологической интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) в ходе анализа керн-ГИС устанавливают взаимосвязи физических характеристик пород баженовской свиты с данными разных видов каротажа [6, 7, 8; и др.]. Для разрезов баженовской свиты юго-восточных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна характерно переслаивание в разрезе микститов, отличающихся соотношением кремнистой, глинистой, карбонатной, углеродистой компонент пород [4, 9]. Подобный «однородный» состав свиты создает трудности в литологическом расчленении разреза по данным каротажа скважин. Вопрос влияния содержания кремнистой, глинистой, карбонатной, углеродистой (органическое вещество) и пиритовой компонент пород на их геофизические характеристики при интерпретации литологического состава баженовской свиты юго-восточных районов Западной Сибири освещен слабо. В связи с этим, была поставлена задача выявить взаимосвязи кремнистой, глинистой, карбонатной компонент, органического вещества и пирита от типов электрического и радиоактивного каротажа, и на основе установленных зависимостей построить объёмную литологическую модель разреза. В последующем полученные результаты будут использованы для составления модели литологии баженовской свиты в юго-восточных районах Западной Сибири по материалам каротажа скважин.

Объектом исследования стали данные электрического и радиоактивного каротажа и результаты литолого-геохимических исследований керна скважины Арчинская № 47, расположенной в пределах Нюрольской мегавпадины. Материалы аналитических исследований 108 образцов пород представлены содержанием следующих компонентов: минералы кремнезема, глинистые минералы, по-

левые шпаты (альбит), карбонатные минералы, органическое вещество (ОВ) и пирит. В качестве глинистой компоненты анализировалась сумма глинистых минералов и полевых шпатов. Подробная характеристика литологии анализируемого разреза, описание методов литологических исследований и увязки керн-ГИС по глубине приведены в работе [9].

Методика представленных исследований заключалась в установлении корреляционных взаимосвязей содержания кремнистой, глинистой, карбонатной компонентов пород, пирита и органического вещества с данными бокового (БК), микробокового (МБК), индукционного (ИК) каротажа, гамма-каротажа (ГК), каротажа по тепловым нейтронам (НКТ), плотностного (ГГК) и водородосодержания (W). Каротаж по скважине выполнен с шагом 0,2 м. Увязка образцов с глубиной по керну выполнена с точностью 0,1 м. Для получения значений всех видов каротажа в образцах, не соответствующих шагу измерений по керну, геофизические характеристики пересчитывались. Для корректного выполнения исследования все значения ГИС были нормированы, т.е. пересчитаны в диапазоне от 0 до 1 по методике, приведенной в работе [7]. После этого в программном пакете Excel с помощью статистических графиков проанализированы двумерные зависимости между указанными параметрами, далее в программном пакете GeoOffice Solver был проведен анализ трехмерных зависимостей, которые послужили основой расчета содержания компонентов в породе с шагом 0,1 м.

Образцы с аномальными (более 20 %) содержаниями карбонатного материала и пирита, формирование которых, как показано в работах [7, 10], связано с вторичными преобразованиями состава пород на геохимических барьерах из выборки для трехмерного моделирования были исключены.

Результаты

Устойчивые взаимосвязи глинистой компоненты, суммы кремнистой и глинистой компонент, органического вещества и пирита установлены с удельным электрическим сопротивлением (данные БК, МБК), индукционной проводимостью (данные ИК), радиоактивностью (данные ГК, НКТ), плотностью (данные ГГК) и содержанием водорода (данные W) (таблица).

Глинистые компоненты пород наиболее надежно коррелируются ($R^2 > 0,7$) с показаниями электрических типов каротажа (ИК, БК, МБК). Закономерное увеличение глинистого материала от нижней части баженовской свиты к куломзинской свите выражается в снижении удельного электрического сопротивления (рис. 1). Глины в терригенном разрезе, как известно, однозначно выделяются по данным радиоактивного каротажа. Снижение концентрации этого компонента (менее 50 %) в разрезе баженовской свиты закономерно приводит к существенному ухудшению взаимосвязи с данными ГК и НКТ, что наглядно отражают результаты анализа взаимосвязи содержания глинистой компоненты от ГК и НКТ в этом интервале разреза (см. таблицу).

Влияние содержания органического и карбонатного вещества и типа глинистых минералов на показания радиоактивного каротажа показано на диаграмме

взаимосвязи содержания глинистой компоненты на показания гамма-каротажа (рис. 2). Поле 1 характеризуется высоким содержанием органического вещества, что отражается в преобладании высокорadioактивных образцов породы ($GK > 30$ мкР/ч), поле 3 от поля 2 отличается повышенными значениями содержаний глинистого материала (39,8 %, причем в составе глинистого материала преобладает иллит, а каолинит отсутствует), низкими содержаниями органического вещества (около 6,5 %) и карбонатного материала (2,2 %). Суммарное среднее содержание суммы кремнистой и глинистой компоненты пород по выделенным трём полям изменяется незначительно от 70,8 до 86,1 %.

Таблица 1

Коэффициенты детерминации и количество образцов в выборке уравнений зависимости литологических и геофизических параметров

Тип каротажа	Компоненты пород							
	Глинистая		Сумма кремнистой и глинистой		Органическое вещество		Пирит	
	R ²	Кол-во образцов, шт.	R ²	Кол-во образцов, шт.	R ²	Кол-во образцов, шт.	R ²	Кол-во образцов, шт.
ВК	0,70	93	0,72	70	0,72	91	0,11	81
МВК	0,72	93	0,77	70	0,71	91	0,05	81
ИК	0,76	93	0,76	70	0,83	65	0,12	81
GK	0,41 *	35*	0,42	86	0,61	81	0,44	81
NKT	0,58 *	35*	0,44	86	0,61	32*	0,61	81
GGK	0,68	79	0,64	84	0,84	101	0,55	81
W	0,36	79	0,49	84	0,63	95	0,60	81
ВК, МВК								
ВК, GGK								
NKT, GGK								

* - выборка охватывает верхнюю и центральную части баженовской свиты; цветом в нижних трех строках показаны параметры, по которым расчет компонентов пород выполнен по результатам анализа трехмерных связей.

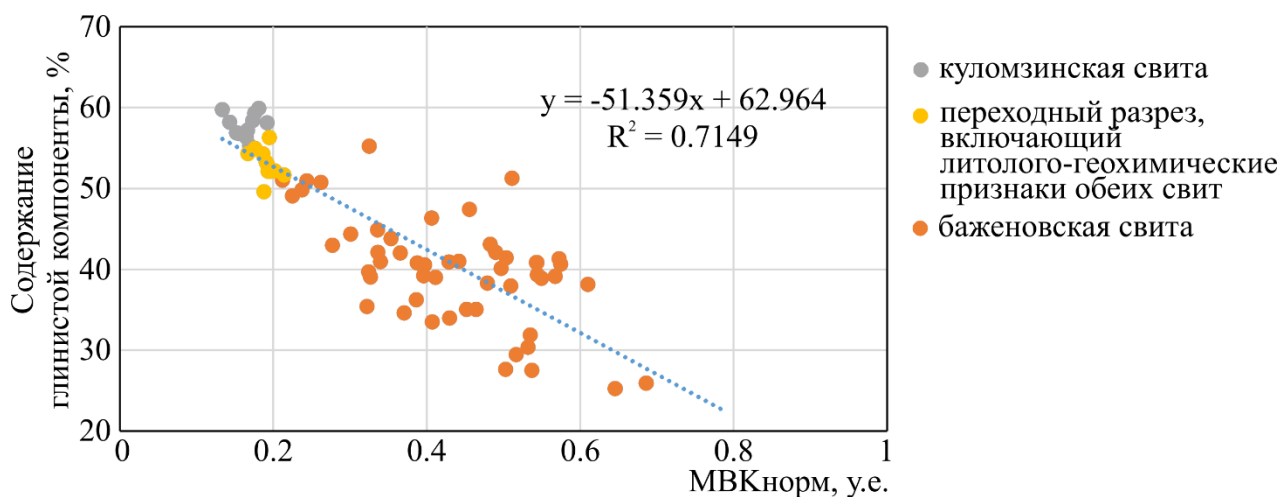


Рис. 1 Взаимосвязь содержания глинистой компоненты пород и значений микробокового каротажа

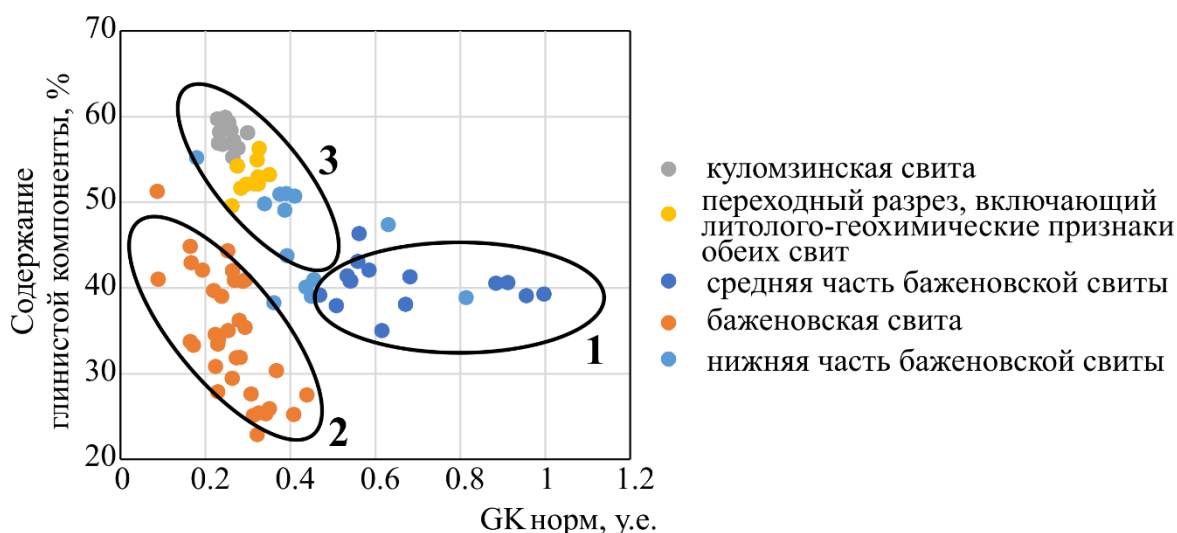


Рис. 2 Взаимосвязь глинистой компоненты пород и гамма-активности

Пирит образуется в диагенезе и в катагенез [10]. Ранее считалось, что низкие показания проводимости на индукционном каротаже связаны с высоким содержанием пирита в баженовской свите. В изученной выборке содержание пирита в баженовской и куломзинской свитах отличается незначительно, в основном не превышая 6 %. Высокие (более 8 %) содержания пирита отражаются в показаниях бокового и микробокового каротажа. В изученном разрезе подобные прослой пирита редки. Прослой, характеризующиеся низким удельными электрическими сопротивлениями (менее 7 Ом·м), ассоциируются с вторичным накоплением пирита в нижнемеловой части разреза на «геохимических барьерах» описанных в работе [10]. В разрезе баженовской свиты прослой пирита с высокими показателями сопротивления сопутствуют прослоям обогащенным

органическим веществом (рис. 3). В ходе анализа трехмерных связей прослойки пирита исключались из выборки.

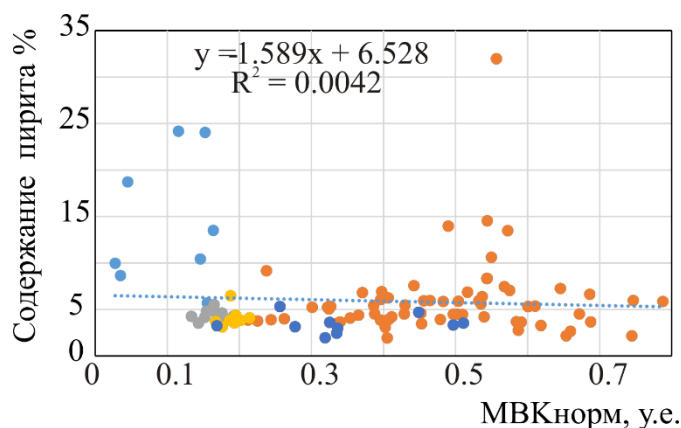


Рис. 3 Взаимосвязь содержания пирита и показаний микробокового каротажа

Высокая корреляция содержания органического вещества и кремнистой компоненты пород установлена с показаниями индукционного каротажа. Биогенное происхождение кремнистого вещества [4, 7] объясняет эту зависимость (рис. 4).

Содержание кремнистой и карбонатной компонент пород слабо взаимосвязаны с показаниями электрического и радиоактивного каротажа, тем не менее использование выявленных зависимостей керн-керн позволяет определить содержание этих компонентов (рис. 5).

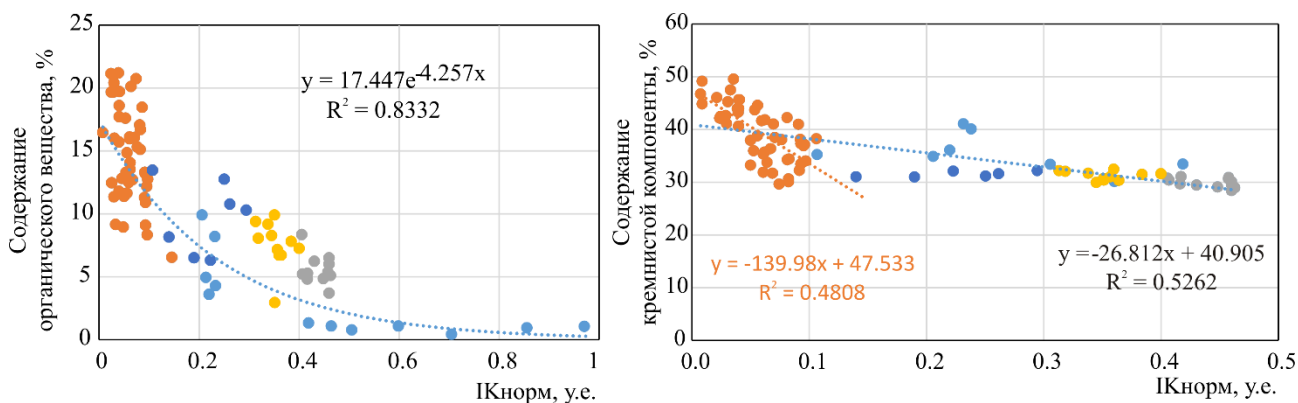


Рис. 4 Взаимосвязь содержания органического и кремнистого вещества пород и индукционного каротажа.

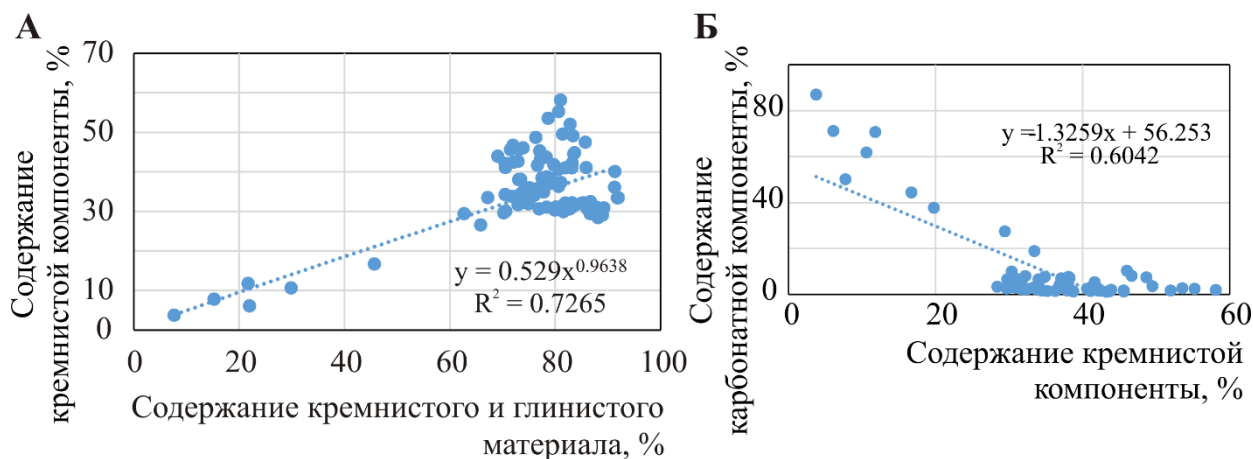


Рис. 5 Зависимости содержаний А) кремнистой компоненты пород от суммарного содержания кремнистой и глинистой компонент, б) карбонатной компоненты от кремнистой

Выявленные взаимосвязи были использованы для построения объемной литологической модели изученного разреза скважин Арчинская-47 (рис. 6).

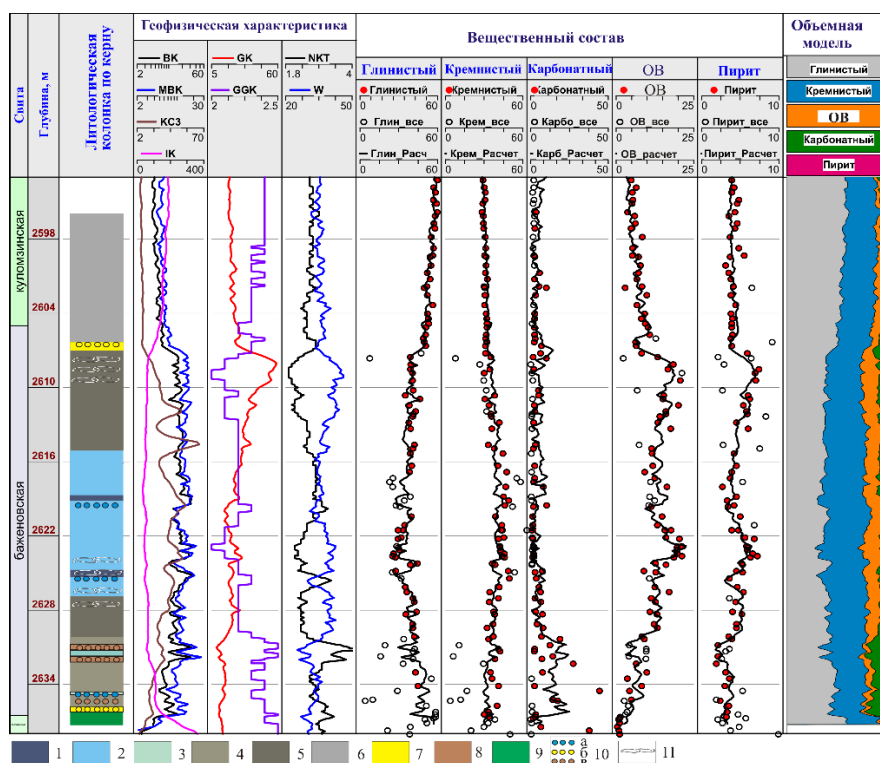


Рис. 6 Геолого-геофизический планшет по скважине Арчинская
 1 – силициты керогеновые, 2 - микститы кероген-глинисто-кремнистые, 3 - микститы глинисто-кремнистые, 4 - микститы кремнисто-глинистые, 5 - микститы кероген-кремнисто-глинистые, 6 - микститы кремнисто-глинистые, 7 – известняк, 8 – доломит; 9 – глинистые породы георгиевской свиты; 10 – радиоляриты: а) кремнистые, б) карбонатизированные, в) доломитизированные; 11 - прослой, насыщенные остатками раковин двустворок.

Выводы

Установленные статистически значимые взаимосвязи глинистой компоненты, суммы кремнистой и глинистой компонент, органического вещества и пирита от данных электрического и плотностного каротажа, а также влияние содержания отдельных компонентов породы на указанные геофизические характеристики свидетельствуют о высокой результативности применения трехмерного моделирования литологических параметров от данных электрометрического и радиоактивного каротажа для моделирования литологического состава баженновской свиты юго-восточных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Наиболее низкие показания индукционного каротажа связаны с содержанием органического вещества, что согласуется с определением баженновской свиты как высокоуглеродистой толщи и отражено в геофизических характеристиках её стратотипа и гипостратотипа. Большое влияние на показания индукционного каротажа оказывает также содержание кремнистой компоненты.

Для восстановления состава пород следует анализировать разрез баженновской свиты, выделенный в соответствии со стратотипом свиты, совместно с прилегающей частью куломзинской свиты толщиной около 10 м.

Представленные результаты, безусловно, не окончательные. Использование полученных уравнений для расчета компонентов пород в разрезах скважин, охарактеризованных керном и расположенных, как и Арчинская № 47, в пределах Нюрольской мегавпадины позволит детализировать сделанные выводы.

Исследование выполнено при финансовой поддержке проектов ФНИ № 0331-2019-0019, № 0331-2019-0022 и № 0266-2019-0006.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гурова Т.И. О вещественном составе верхнеюрских отложений Западно-Сибирской низменности // Докл. АН СССР. – 1960. – Т.134. – N 4. – С. 924-927.
2. Зарипов В.А., Ушатинский И.Н. Особенности формирования, строения и состава битуминозных отложений баженновской свиты в связи с их нефтеносностью // Труды ЗапСибНИГРИ, вып.113. – Тюмень, 1976. – С.53-71.
3. Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г., Эдер В.Г. Некоторые аспекты формирования баженновской свиты в центральных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна // Литосфера. – 2005. – № 4. – С. 118-135.
4. Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженновской свиты // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 11. – С. 2034-2043.
5. Немова В.Д. Многоуровневая литологическая типизация пород баженновской свиты // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 13-17.
6. Павлова М.А., Эдер В.Г., Замирайлова А.Г. Модель баженновской свиты на примере данных участка Салымского месторождения // Геология нефти и газа. – 2015. – №3. – С. 57-62.
7. Калмыков Г.А., Балущкина Н.С. Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженновской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. – М: ГЕОС, 2017. – 246 с.

8. Глинских В.Н., Федосеев А.А. Новый подход к литолого-электрофизической интерпретации данных электромагнитных зондирований в интервалах баженовской свиты // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2019. – № 4. – С. 80-88.

9. Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г., Рыжкова С.В., Сотнич И.С. Литолого-геохимическая характеристика георгиевской, баженовской и куломзинской свит на Арчинской площади (Нюрольская впадина, Томская область) // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 99-113.

10. Эдер В.Г. Пиритизация пород зон перехода черносланцевой толщи к вмещающим отложениям на примере баженовской свиты Западной Сибири // Литология и полезные ископаемые. – 2020. – № 3. – С. 257-271.

REFERENCES

1. Gurova T.I. O veshchestvennom sostave verhneyurskih otlozhenij Zapadno-Sibirskoj nizmennosti // Dokl. AN SSSR. – 1960. – Т.134. – N 4. – s. 924-927.

2. Zaripov V.A., Ushatinskij I.N. Osobennosti formirovaniya, stroeniya i sostava bituminoznych otlozhenij bazhenovskoj svity v svyazi s ih neftenosnost'yu // Trudy ZapSibNIGRI, Tyumen', vyp.113, 1976. – s.53-71.

3. Zanin YU.N., Zamirajlova A.G., Eder V.G. Nekotorye aspekty formirovaniya bazhenovskoj svity v central'nyh rajonah Zapadno-Sibirskogo osadochnogo bassejna // Litosfera. – 2005. – № 4. – S. 118-135.

4. Kontorovich A.E., YAn P.A., Zamirajlova A.G., Kostyрева E.A., Eder V.G. Klassifikaciya porod bazhenovskoj svity // Geologiya i geofizika. – 2016. – Т. 57. – № 11. – S. 2034-2043.

5. Nemova V.D. Mnogourovnevaya litologicheskaya tipizaciya porod bazhenovskoj svity // Neftyanoe hozyajstvo. – 2019. – № 8. – S. 13-17.

6. Pavlova M.A., Eder V.G., Zamirajlova A.G. Model' bazhenovskoj svity na primere dannyh uchastka Salym'skogo mestorozhdeniya // Geologiya nef'ti i gaza. – 2015. – №3. – S. 57-62.

7. Kalmykov G.A., Balushkina N.S. Model' neftenasyshchennosti porovogo prostranstva porod bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri i ee ispol'zovanie dlya ocenki resursnogo potenciala. – M: GEOS, 2017. – 246 s.

8. Glinskih V.N., Fedoseev A.A. Novyj podhod k litologo-elektrofizicheskoj interpretacii dannyh elektromagnitnyh zondirovanij v intervalah bazhenovskoj svity // Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri. – 2019. – № 4. – S. 80-88.

9. Zamirajlova A.G., Kostyрева E.A., Eder V.G., Ryzhkova S.V., Sotnich I.S. Litologo-geohimicheskaya harakteristika georgievskoj, bazhenovskoj i kulomzinskoj svit na Archinskoj ploschadi (Nyuro'l'skaya vpadina, Tomskaya oblast') // Geologiya nef'ti i gaza. – 2019. – № 3. – S. 99-113.

10. Eder V.G. Piritizaciya porod zon perekhoda chernoslancevoj tolshchi k vmeshchayushchim otlozheniyam na primere bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri // Litologiya i poleznye iskopaemye. – 2020. – № 3. – S. 257-271.

© С. В Рыжкова, М. А. Фомин, А. Г. Замирайлова, Е. А. Костырева, 2021

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИЕМЫ К ПРОГНОЗУ МИНЕРАЛЬНО-КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА ОСНОВЕ СВЯЗЕЙ «КЕРН-ГИС»

Рашид Маратович Саитов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, e-mail: SaitovRM@ipgg.sbras.ru

Михаил Александрович Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., зав. лабораторией, e-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель каф. геологии месторождений нефти и газа ГГФ

Елена Анатольевна Костырева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: KostyреваEA@ipgg.sbras.ru

Светлана Владимировна Рыжкова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: RzhkovaSV@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа ГГФ

Инга Сергеевна Сотнич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, e-mail: SotnichIS@ipgg.sbras.ru

Вика Георгиевна Эдер

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: EderVG@ipgg.sbras.ru

В статье представлена разработанная авторами методика расчета литологического состава баженовской свиты Западной Сибири на примере Повховской площади. Она основывается на выявленных взаимосвязях «кern-ГИС» между минерально-компонентным составом пород и их физическими свойствами. Показана сходимость экспериментальных данных и расчетных значений. Проведена апробация предложенной методики. Обоснованы условия её применимости.

Ключевые слова: баженовская свита, kern, ГИС, литологический состав, методика, породообразующие компоненты

METHODOLOGICAL APPROACHES TO PREDICTING THE MINERAL-COMPONENT COMPOSITION OF THE BAZHENOV FORMATION BASED ON «CORE-LOGGING» INTERCONNECTIONS

Rashid M. Saitov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Junior Researcher, e-mail: SaitovRM@ipgg.sbras.ru

Mikhail A. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Head of the Laboratory, e-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., Senior Lecturer

Elena A. Kostyreva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Senior Researcher, e-mail: KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru

Svetlana V. Rizhkova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Senior Researcher, e-mail: RizhkovaSV@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., Assistant Professor

Inga S. Sotnich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: SotnichIS@ipgg.sbras.ru

Vika G. Eder

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Senior Researcher, e-mail: EderVG@ipgg.sbras.ru

The article presents a methodology developed by the authors for calculating the lithological composition of the Bazhenov Formation in Western Siberia. It is based on the identified “core-logging” interconnections between the mineral-component composition of rocks and the physical properties of the section. The convergence of experimental data and calculated values is shown. The proposed technique was tested. The conditions of its applicability have been substantiated.

Keywords: Bazhenov Formation, core, well-logging data, lithological composition, methods, rock-forming component

Снижение темпов прироста запасов и добычи нефти в гранулярных коллекторах, опыт изучения и успех освоения скоплений углеводородов сланцевых формаций США обеспечили серьезный стимул к изучению аналогичных толщ во всем мире [1, 2, 3]. В России среди таких толщ наиболее изучаемым и перспективным является уникальный нефтеносный природный объект - баженовская свита.

Еще с конца 60-х годов прошлого века в публикациях Ф.Г. Гурари, А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, Ф.К. Салманова, Р.Г. Новикова, М.Ю. Зубкова, В.М. Добрынина, И.В. Гончарова и других исследователей проводятся данные о её строении, физических свойствах, вещественном составе, геохимии органического вещества, а также о генезисе самих пород и моделях формирования коллектора и

нефтяных залежей. Данный интерес во многом связан с аномальными (по отношению к традиционным коллекторам) физическими свойствами пород, характеризующихся высоким содержанием органического вещества, пониженной плотностью при низкой пористости (от нескольких процентов), высоким водородным индексом (низкие показания нейтронного каротажа, определяемые высоким содержанием водорода), высоким сопротивлением, а также повышенной радиоактивностью [4]. Также, важнейшей особенностью баженовской свиты является неоднородность её литологического состава по разрезу и площади [5, 6, 7].

Установлено, что баженовская свита сложена преимущественно глинистыми, кремнистыми, карбонатными минералами и органическим веществом, которые в различных сочетаниях образуют 4 основных класса (силициты, карбонаты, аржиллиты, микститы) и 16 подклассов пород (литотипов) [8].

В изучаемом районе (рис. 1) нижняя часть баженовской свиты сложена преимущественно силицитами и керогеновыми силицитами с прослоями радиоляритов и карбонатов; средняя часть, как правило, состоит из микститов кероген-кремнистых с прослоями силицитов-радиоляритов с известковыми линзами и прослоями, в то время как верхняя часть представлена переслаиванием микститов кероген-глинистых и кероген-кремнисто-карбонатных с остатками кокколитофорид [5]. Лучшими фильтрационно-емкостными свойствами в разрезе баженовской свиты обладают трещинно-поровые и трещинно-кавернозные прослои карбонатов и вторично преобразованных карбонатизированных радиоляритов, а в некоторых районах – керогеновые силициты [9].



Рис. 1. Обзорная карта территории исследования.

Слабая охарактеризованность баженовской свиты керновым материалом, отсутствие достоверных методов изучения, а также временные и финансовые затраты, требуемые для проведения лабораторных исследований, обуславливают необходимость развития методик для выявления взаимосвязей между экспериментальными (литологическими, геохимическими, петрофизическими) данными и физическими параметрами пород. Также необходимо отметить появление новых методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока, которые позволят извлекать углеводороды из кремнистых, кероген-кремнистых и кремнисто-карбонатных разностей [1, 2]. Разработка представленной в настоящей статье методики позволит количественно определять содержание основных породообразующих компонентов и выделять литологические типы пород с целью количественного выявления проницаемых интервалов в баженовской свите.

Методика

В данной работе на примере скважины №1 Повховской площади авторами были выявлены связи «керна – ГИС» между количественным составом основных породообразующих компонентов и физическими параметрами пород в разрезе (рис. 2). При построении связей использованы электрические (боковой каротаж (БК), микроградиент (МГЗ) и микропотенциал (МПЗ) зонды, микробоковой каротаж (МБК) и радиоактивные методы каротажа (гамма-каротаж (ГК), гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П), нейтронный гамма-каротаж (НГК), нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (большой (НКТБ) и малый (НКТМ) зонды). Для более удобного выполнения исследования, построения зависимостей и последующего расчета литологического состава в близкорасположенных скважинах, все значения ГИС нормированы от 0 до 100.

Последующая обработка, согласование данных «керна-ГИС» и построение зависимостей значений основных породообразующих компонентов от нормированных характеристик геофизических исследований скважин производилась в программном пакете GeoOffice Solver, где с помощью статистических графиков проанализированы двух- и трехмерные зависимости содержания каждого отдельного компонента от значений одного или двух методов каротажа, соответственно. Данный программный пакет позволяет определить коэффициент детерминации и погрешность полученной взаимосвязи, на основе которых в последующем и отбирались зависимости. После выбора лучших зависимостей, был выполнен расчет литологического состава для скважины №2 Повховской площади и осуществлен анализ полученных результатов.

Результаты

Как говорилось ранее, баженовская свита характеризуется аномально-высокой естественной радиоактивностью пород, которая на 80-90% обусловлена высоким содержанием урана. Влияние тория и калия на радиоактивность является незначительным [4, 10]. Сорбции урана, как и накоплению органического вещества, способствуют восстановительные аквагенные обстановки осадконакопле-

ния. Поэтому, естественная радиоактивность изучаемых отложений напрямую зависит от содержания в ней органического вещества [11, 12].

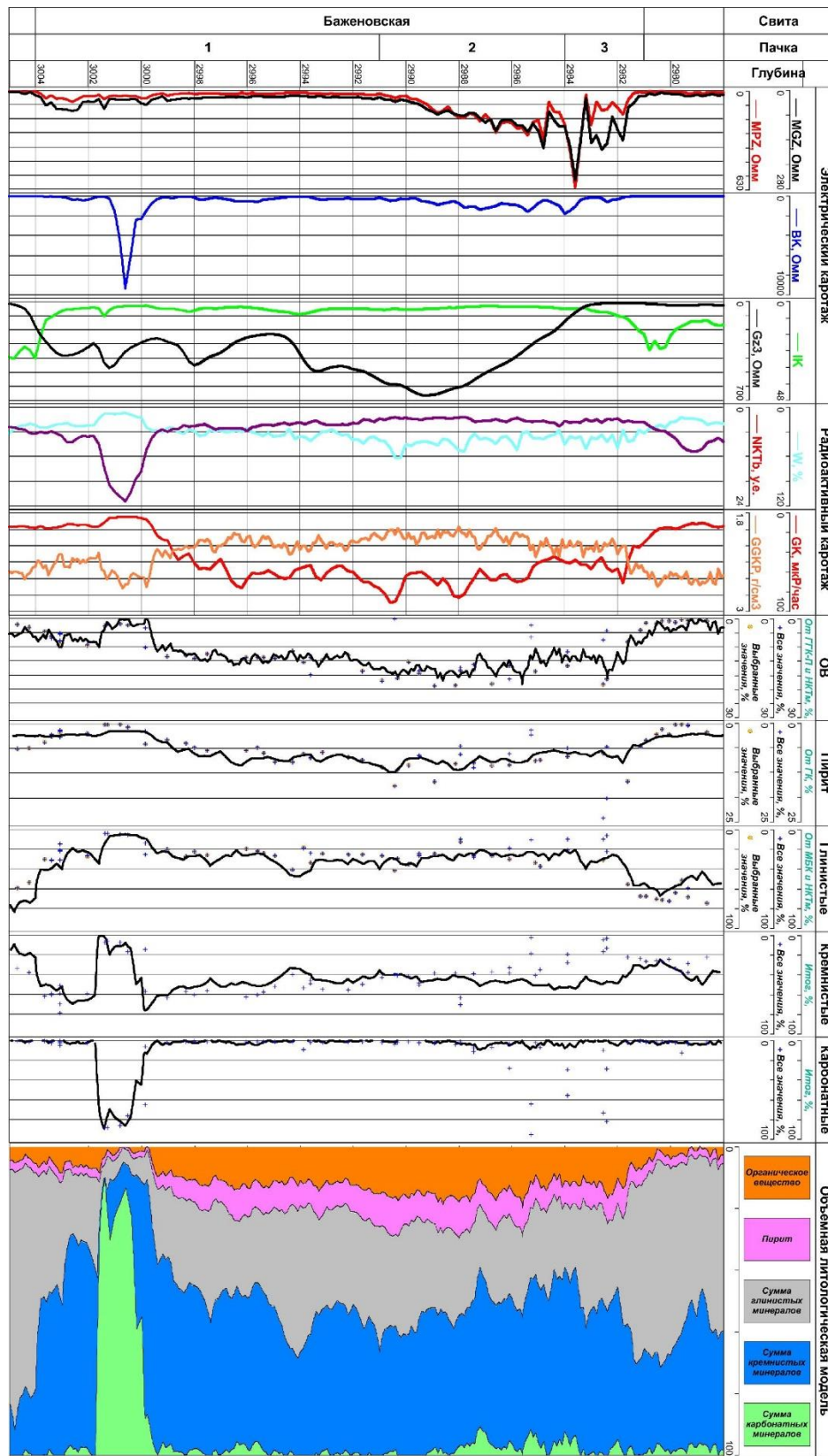


Рис. 2. Геолого-геофизический планшет по скважине №1 Повховской площади.

Авторами установлено, что интервалы с высоким содержанием ОВ характеризуются повышенными значениями водородосодержания и пониженными значениями объемной плотности. Таким образом, устойчивые двумерные зависимости значений органического вещества были получены от радиоактивных методов каротажа: ГК, ГГК-П, а также кривой водородосодержания W (рассчитанной на основе нейтронных методов). Далее были построены трехмерные зависимости содержания ОВ от двух методов каротажа. Лучшая связь с ОВ была получена от ГГК-П и НКТМ.

Содержание пирита, в основном, тесно связано с содержанием органического вещества [13]. Таким образом, для пирита хорошие зависимости получены от ГК и кривой водородосодержания. Лучшая корреляционная связь получена от W, W и ГК, а также W и ГГК-П.

Содержание глинистых минералов имеет хорошую зависимость от плотности пород, а также нейтронных методов, реагирующих на водородосодержание (от ГГК-П; от ГГК-П и W; от НКТМ).

Для расчета количественного содержания кремнистого материала и карбонатных минералов (суммы содержания кальцита и доломита) разрез баженновской свиты был разделен на два интервала: преимущественно карбонатный пласт, приуроченный к силицитовой пачке в нижней части разреза, и остальную часть разреза (основной интервал) (рис. 2).

Для основного интервала разреза получены зависимости между суммой значений глинистых и кремнистых компонентов и естественной радиоактивностью (от ГК, от ГК и МБК) и объемной плотностью (от ГГК-П, от ГГК-П, от ГГК-П и ГК). Далее для этого интервала, из рассчитанных на основе полученной зависимости значений суммы глинистых и кремнистых компонентов были вычтены расчетные значения глинистого материала и получено количественное содержание кремнистого вещества.

$$\text{Кремн}_{\text{осн.инт.}} = \sum_{\text{осн.инт.}} \text{Кремн. и глин.} - \text{Глин.}_{\text{осн.инт.}}$$

Содержание карбонатных минералов для основного интервала разреза, было рассчитано путем вычитания из ста процентов рассчитанных значений органического вещества, пирита, суммы глинистых и кремнистых минералов.

$$\text{Карб}_{\text{осн.инт.}} = 100 - (\text{ОВ}_{\text{осн.инт.}} + \text{Пирит}_{\text{осн.инт.}} + \text{Глин}_{\text{осн.инт.}} + \text{Кремн}_{\text{осн.инт.}})$$

Для карбонатного интервала была получена трехмерная зависимость содержания суммы кальцита и доломита от нейтронных методов каротажа НКТМ и НКТЬ. Содержание кремнистого вещества было рассчитано по формуле:

$$\text{Кремн}_{\text{кар.инт.}} = 100 - (\text{ОВ}_{\text{кар.инт.}} + \text{Пирит}_{\text{кар.инт.}} + \text{Глин}_{\text{кар.инт.}} + \text{Карб}_{\text{кар.инт.}})$$

На основе установленных взаимосвязей «кern-ГИС» рассчитано содержание основных породообразующих компонентов и пирита (рис. 2). Полученные значения имеют хорошие связи с экспериментальными данными, что подтверждается высокими значениями коэффициента детерминации (от 0.65 до 0.89). На основе непрерывных профилей значений количественного содержания органического вещества, пирита, глинистого, кремнистого и карбонатного материалов была построена объемная модель (рис. 2).

На основе полученных зависимостей «кern-ГИС» рассчитано содержание основных породообразующих компонентов и пирита в скважине №2 Повховской площади, находящейся на расстоянии 10 км от базовой скважины. Сумма породообразующих компонентов в скважине Повховская-2 составила порядка 100% в каждой точке разреза баженовской свиты, что указывает на корректность полученных результатов. Полученные корреляционные связи «кern-ГИС» для базовой скважины, близкое расположение к ней скважины №2 Повховской площади, сходный облик и близкие значения каротажных диаграмм позволяют полагать о корректно рассчитанном литологическом составе.

Предлагаемая методика является развитием комплексной литолого-геофизической интерпретации данных ГИС для определения литологического состава баженовской свиты, представленной в работах [14, 15, 16, 17, 18].

Выводы

На основе комплексного анализа лабораторных исследований керна, а также электрических и радиоактивных методов геофизических исследований скважин получены взаимосвязи «кern-ГИС», на основе которых рассчитано количественное содержание основных породообразующих компонентов и построена объемная литологическая модель для скважины №1 Повховской площади. Показана возможность использования полученных зависимостей для расчета литологического состава баженовской свиты в близко расположенных скважинах (до 15 км), не охарактеризованных керновым материалом, а также обоснованы условия применимости предлагаемой методики.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Проекта РФФИ 20-35-90049 Аспиранты «Разработка методики расчета литологического состава и пустотного пространства баженовской свиты Западной Сибири на основе комплексного анализа экспериментальных данных».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Зубков М.Ю., Скрылев С.А., Бондаренко, П.М., Бачин С.И., Кос И.М., Медведев Н.Я., Чуйко А.И. Методы оценки перспектив нефтегазоносности баженовской и абалакской свит // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (вторая научно-практическая конференция). – Ханты-Мансийск. – 1999. – С.206-222.
2. The Fossil Fuel Revolution: Shale Gas and Tight Oil / Daniel J. Soeder, Scyller J. Borglum. – Elsevier, 2020. – 358 p.
3. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.А. Ильинский, Д. Морариу; под ред. О.М. Прищепы. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – 323 с.

4. Калмыков Г.А., Балешкина, Н.С., Алешин А.П., Глебочева Н.К. Об особенностях распределения радиоактивности в породах баженовской свиты на западном склоне Сургутского свода Западной Сибири // Вестн. моск. ун-та. – 2009. - № 1. – С.38-46.
5. Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Жигульский И.А. Литология баженовской свиты в районах Хантейской гемиянтеклизы и Межовского мегамыса Западно-Сибирского нефтегазозонного бассейна // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 87 – 96.
6. Эдер В.Г., Костырева Е.А., Юрченко А.Ю., Балужкина Н.С., Сотнич И.С., Козлова Е.В., Замирайлова А.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.
7. Коробова Н.И., Макарова О.М., Калмыков Г.А., Петракова Н.Н., Юрченко А.Ю., Шарафутдинов В.Ф., Корост С.Р., Калабин В.В. Основные типы разрезов нефтеносной баженовской свиты на северо-востоке Сургутского свода // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2015. – № 5. – С.54-61.
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.
9. Славкин В.С., Алексеев А.Д., Колосков В.Н. Некоторые аспекты геологического строения и перспектив нефтеносности баженовской свиты на западе Широкого Приобья // Нефтяное хозяйство. – 2007. - № 8. – С.100-104.
10. Старков В.Д., Александров А.С. Радиоэкологическая оценка битуминозных отложений баженовской свиты Западной Сибири // Вестн. тюм. гос. ун-та. – 2013. - № 12. – С.29-33.
11. Неручев С.Г. Эпохи радиоактивности в истории Земли и развитие биосферы // Геология и геофизика. – 1976. – № 5. – С. 3-13.
12. Неручев С.Г. Взаимосвязь эпох накопления органического вещества и урана с рубежами развития органического мира // Материалы VIII Международного конгресса по органической геохимии «Геохимия современных ископаемых осадков». – 1982. – С. 5-15.
13. Эдер В.Г. Пиритизация пород зон перехода черносланцевой толщи к вмещающим отложениям на примере баженовской свиты Западной Сибири // Литология и полезные ископаемые. – 2020. - №3. – С.257-271.
14. Павлова М.А., Эдер В.Г., Замирайлова А.Г. Модель баженовской свиты на примере данных участка Салымского месторождения // Геология нефти и газа. – 2015. – №3. – С. 57-62.
15. Калмыков Г.А., Балужкина Н.С. (2017). Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. – М: ГЕОС. – 246 с.
16. Федосеев А.А., Глинских В.Н., Казаненков В.А. Относительное содержание породообразующих компонентов и основные литологические типы пород баженовской свиты и ее стратиграфических аналогов по данным геофизических исследований скважин и керна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 2. – С. 1-19. http://www.ngtp.ru/rub/2/15_2018.pdf.
17. Глинских В.Н., Федосеев А.А. Новый подход к литолого-электрофизической интерпретации данных электромагнитных зондирований в интервалах баженовской свиты // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2019. – № 4. – С. 80-88.
18. Эпов М.И., Глинских В.Н., Петров А.М., Сухорукова К.В., Федосеев А.А., Нечаев О.В., Никитенко М.Н. Частотная дисперсия электрофизических характеристик и электрическая анизотропия пород баженовской свиты по данным электрокаротажа // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 62-64.

REFERENCES

1. Zubkov M.YU., Skrylev S.A., Bondarenko, P.M., Bachin S.I., Kos I.M., Medvedev N.YA., CHujko A.I. Metody ocenki perspektiv neftegazonosnosti bazhenovskoj i abalaskoj svity // Puti realizacii neftegazovogo potenciala HMAO (vtoraya nauchno-prakticheskaya konferenciya). – Hanty-Mansijsk. – 1999. – S.206-222.
2. The Fossil Fuel Revolution: Shale Gas and Tight Oil / Daniel J. Soeder, Scyller J. Borglum. – Elsevier. – 2020. – 358 p.
3. Neft' i gaz nizkopronicaemyh slancevyh tolshch – rezerv syr'evoj bazy uglevodorodov Rossii / O.M. Prishchepa, O.YU. Aver'yanova, A.A. Il'inskij, D. Morariu; pod red. O.M. Prishchepy. – SPb.: FGUP «VNIGRI», 2014. – 323 s.
4. Kalmykov G.A., Baleshkina, N.S., Aleshin A.P., Glebocheva N.K. Ob osobennostyah raspredeleniya radioaktivnosti v porodah bazhenovskoj svity na zapadnom sklone Surgut'skogo svoda Zapadnoj Sibiri // Vestn. mosk. un-ta. – 2009. - №1. – S.38-46.
5. Eder V.G., Zamirajlova A.G., ZHigul'skij I.A. Litologiya bazhenovskoj svity v rajonah Hantejskoj gemianteklizy i Mezhovskogo megamysa Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo bassejna // Geologiya nefiti i gaza. – 2016. – № 6. – S. 87 – 96.
6. Eder V.G., Kostyreva E.A., YUrchenko A.YU., Balushkina N.S., Sotnich I.S., Kozlova E.V., Zamirajlova A.G., Savchenko N.I. Novye dannye o litologii, organicheskoj geohimii i usloviyah formirovaniya bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri // Georesursy. – 2019. – T. 21. – № 2. – S. 129-142.
7. Korobova N.I., Makarova O.M., Kalmykov G.A., Petrakova N.N., YUrchenko A.YU., SHarafutdinov V.F., Korost S.R., Kalabin V.V. Osnovnye tipy razrezov neftenosnoj bazhenovskoj svity na severo-vostoke Surgut'skogo svoda // Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4: Geologiya. – 2015. – № 5. – S.54-61.
8. Kontorovich A.E., YAn P.A., Zamirajlova A.G., Kostyreva E.A., Eder V.G. Klassifikaciya porod bazhenovskoj svity // Geologiya i geofizika. – 2016. – t.57. - №11. – S.2034-2043.
9. Slavkin V.S., Alekseev A.D., Koloskov V.N. Nekotorye aspekty geologicheskogo stroeniya i perspektiv neftenosnosti bazhenovskoj svity na zapade SHirotnogo Priob'ya // Neftyanoe hoz'yajstvo. – 2007. - №8. – S.100-104.
10. Starkov V.D., Aleksandrov A.S. Radioekologicheskaya ocenka bituminoznyh otlozhenij bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri // Vestn. tyum. gos. un-ta. – 2013. - №12. – S.29-33.
11. Neruchev S.G. Epohi radioaktivnosti v istorii Zemli i razvitie biosfery // Geologiya i geofizika. – 1976. – № 5. – S. 3-13.
12. Neruchev S.G. Vzaimosvyaz' epoh nakopleniya organicheskogo veshchestva i urana s rubezhami razvitiya organicheskogo mira // Materialy VIII Mezhdunarodnogo kongressa po organicheskoj geohimii «Geohimiya sovremennyh iskopaemyh osadkov». – 1982. – S. 5-15.
13. Eder V.G. Piritizaciya porod zon perekhoda chernoslancevoj tolshchi k vmeshchayushchim otlozheniyam na primere bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri // Litologiya i poleznye iskopaemye. – 2020. - №3. – S.257-271.
14. Pavlova M.A., Eder V.G., Zamirajlova A.G. Model' bazhenovskoj svity na primere dannyh uchastka Salym'skogo mestorozhdeniya // Geologiya nefiti i gaza. – 2015. – №3. – S. 57-62.
15. Kalmykov G.A., Balushkina N.S. (2017). Model' neftenasyshchennosti porovogo prost'ranstva porod bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri i ee ispol'zovanie dlya ocenki resursnogo potenciala. M: GEOS. – 246 s.
16. Fedoseev A.A., Glinskih V.N., Kazanenkov V.A. Otnositel'noe sodержanie prodoobrazuyushchih komponentov i osnovnye litologicheskie tipy porod bazhenovskoj svity i ee stratigraficheskikh analogov po dannym geofizicheskikh issledovanij skvazhin i kerna // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. – 2018. – T. 13. – № 2. – S. 1-19. http://www.ngtp.ru/rub/2/15_2018.pdf.

17. Glinskih V.N., Fedoseev A.A. Novyj podhod k litologo-elektrofizicheskoj interpretacii dannyh elektromagnitnyh zondirovanij v intervalah bazhenovskoj svity // Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri. – 2019. – № 4. – S. 80-88.

18. Epov M.I., Glinskih V.N., Petrov A.M., Suhorukova K.V., Fedoseev A.A., Nechaev O.V., Nikitenko M.N. CHastotnaya dispersiya elektrofizicheskikh harakteristik i elektricheskaya anizotropiya porod bazhenovskoj svity po dannym elektrokarotazha // Neftyanoe hozyajstvo. – 2019. – № 9. – S. 62-64.

© *P. M. Саитов, М. А. Фомин, Е. А. Костырева, С. В. Рыжкова,
И. С. Сотнич, В. Г. Эдер, 2021*

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ КАРЬЕРА БОРОК (ГОРОД НОВОСИБИРСК)

Анна Федоровна Сухорукова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, к.г.-м.н., научный сотрудник лаборатории, e-mail: SukhorukovaAF@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры общей и региональной геологии

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, к.г.-м.н., зав. лабораторией, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа и кафедры общей и региональной геологии

Александр Александрович Черкасов

ООО «Горно-добывающая компания», 630028, Россия, г. Новосибирск, ул. Большевицкая, 270, главный геолог, e-mail: Borok16@mail.ru

Антон Сергеевич Деркачев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3/6, инженер, e-mail: a.derkachev@g.nsu.ru

В статье рассмотрены гидрогеологические особенности разработки старейшего в Сибири гранитного карьера Борок. Установлено, что гидрогеологические условия карьера достаточно сложные. Согласно геологическому строению карьера, выделено два водоносных горизонта: аллювиальных отложений четвертичного возраста и в разной степени обводненных зон верхнепалеозойских гранитов. Оценены основные гидрогеохимические показатели дренажных вод карьера. Проанализированы объемы водопритоков за последние 70 лет. Впервые обоснована роль трещинно-жильных вод палеозойских гранитов, четвертичного водоносного горизонта и атмосферных осадков в обводнении карьера в течение года.

Ключевые слова: гидрогеологические условия, водоприток, разработка, гранитный карьер Борок, город Новосибирск

HYDROGEOLOGICAL FEATURES OF THE DEVELOPMENT OF THE BOROK QUARRY (NOVOSIBIRSK)

Anna F. Sukhorukova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptuyuga Ave., PhD, Researcher, e-mail: SukhorukovaAF@ipgg.sbras.ru
Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., associate professor,

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB of RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptuyuga Ave., head of the laboratory, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru;
Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., associate professor

Alexander A. Cherkasov

Ltd "Mining company", 630028, Russia, Novosibirsk, 270, Bolshevik st., chief geologist, e-mail: Borok16@mail.ru

Anton S. Derkachev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., engineer, e-mail: a.derkachev@g.nsu.ru

The hydrogeological features of the development of the Borok granite quarry, the oldest in Siberia, are considered in the article. It was found that the hydrogeological conditions of the quarry are quite difficult. Two aquifers: alluvial deposits of the Quaternary age and Paleozoic granites were identified according to the geological structure of the quarry, assessing the main hydrogeochemical indicators of the drainage waters of the quarry. The volume of water inflows for the last 70 years has been analyzed. The role of fissure-vein waters of Paleozoic granites, Quaternary aquifer and atmospheric precipitation during the year is substantiated.

Keywords: hydrogeological conditions, water inflow, development, Borok granite quarry, Novosibirsk city

Карьер Борок расположен в южной части Октябрьского района г. Новосибирска в правом борту р. Иня в 500 метрах от места впадения ее в Обь (рис. 1 а). В 200-250 м на юге от месторождения – шоссе и железнодорожная линия, соединяющие г. Новосибирск с Алтайским краем и Кузбассом.

Эксплуатация месторождения началась кустарными разработками еще в конце XIX века для строительных нужд быстро развивающегося города (тогда еще Новониколаевска) и транссибирской железнодорожной магистрали. Официальной датой открытия карьера считается 1908 год, до 1935 года карьер разрабатывался местными организациями для нужд города, затем перешел в систему Наркомата путей сообщения и эксплуатировался Томской железной дорогой. Карьер был заложен в холме с сосновым бором, отсюда произошло название Борок. По имеющимся фондовым данным, запасы по категории А составляли в 50-80-х годах прошлого века от 2300 до 4500 тыс.м³, в начале 2000- х годов 400-900 тыс.м³. Балансовые запасы месторождения на январь 2021 года оцениваются в 3000 м³. Продукция карьера сертифицирована для производства строительного щебня, декларирована для дорожного строительства. За все историю его эксплуатации, по грубым подсчетам, добыто более 40 млн тонн каменного материала.

Разработка строительного камня месторождения «Борок» ведется добычными уступами высотой по 10 м. Разрушение горной массы взрывом (буровзрывные работы выполняются с привлечением специализированных подрядных организаций); взрывчатое вещество на основе аммиачной селитры – Гранулит, Нитронит (для сухих скважин), Эмуласт, Сибирит (для обводненных). Для этих целей ведется проходка сетки скважин глубиной до 10-12 м. Добытая горная масса транспортируется автосамосвалами на дробильно-сортировочные комплексы, после дробления и пофракционной сортировки продукция перемещается на склад готовой продукции. В дальнейшем готовая продукция отгружается потребителю с применением весового контроля.

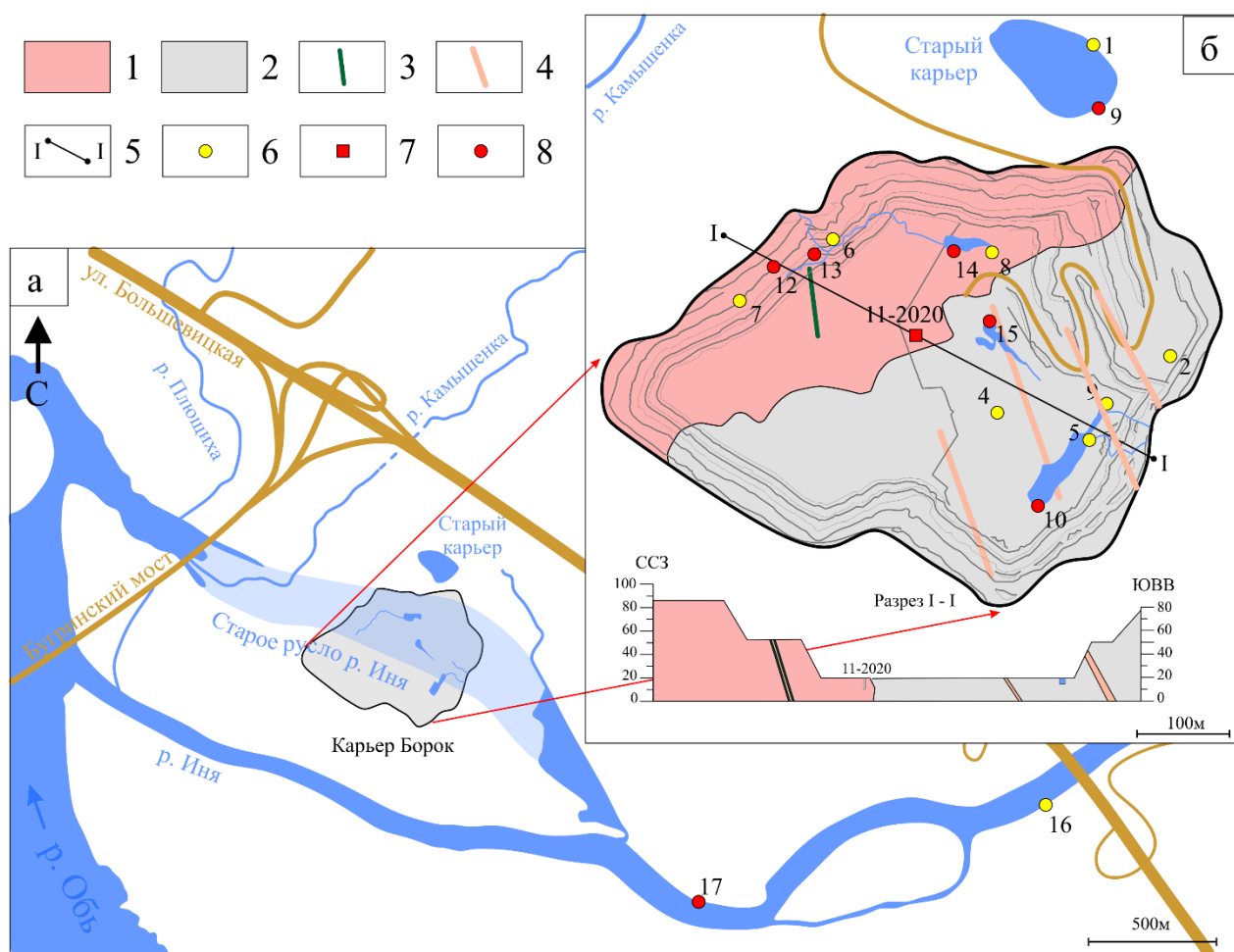


Рис. 1. Местоположение карьера Борок (а) и схема геологического строения (б)
 1 – гранитоиды, 2 – роговики, 3 – лампрофиры, 4 – гранодиориты, 5 – линия разреза,
 6 – точки отбора проб (2019 год), 7 – точка отбора воды из скважины (2020 год),
 8 – точки отбора проб (2020 год)

В настоящее время на месторождении сформирована карьерная выемка и ведется отработка запасов на горизонте +10 м. Горные работы ведутся по продольной однобортовой углубочной системе, разработки с переменным положением рабочей зоны. («Классификация систем открытой разработки», предложенной академиком В.В. Ржевским [1]).

Проектный результирующий угол погашения борта карьера при его максимальной высоте 95 м, с учетом устройства предохранительных берм шириной по 8,0 м, равен 55,0°. Принятые углы уступов подобраны в соответствии с физико-механическими свойствами пород месторождения и не превышают значений, установленных в Федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности согласно «Правила безопасности...» [2]. Разрабатываемые породы по степени трещиноватости относятся категории средне- и сильнотрещиноватые.

На горизонте +10 м расположен основной водосборник (зумпф) с насосными установками, данная система водоотлива исключает затопление горной выемки. Геометрические размеры водосборника: $h=5$ м, $B=20$ м, $L=60$ м.

Максимальный водоприток в карьер отмечается во время таяния снега, часовой объем составляет – 1900 м³/час, соответственно объем водосборника в соответствии с регламентирующим документом [3] принят не менее 6000 м³. Для перекачки воды используются стационарные насосные установки типа 1Д 1250-125 производительностью 1250 м³/час в количестве 2-х единиц и 300Д70 производительностью 1080 м³/час в количестве 1-а единица, две установки в работе, одна (300Д70) резервная.

Среди множества проблем при разработке карьеров месторождений полезных ископаемых открытым (карьерным) способом ключевой одной из самых сложных является прогноз водопритоков в выработки [4].

В рамках настоящих исследований были обобщены материалы ООО «Горнодобывающая компания» по водопритокам в карьер Борок и составлена электронная база данных общим объемом более 1500 записей, отобраны и проанализированы 17 проб воды в 2019-2020 годах (рис.1б). Пробы отбирались в местах их выхода на поверхность в бортах карьера, в старом карьере, зумпфах, служащих накопителями воды, скважинах, пройденных для взрывных работ, а также из поверхностных вод реки Иня (выше и ниже места сброса дренажных вод карьера). Лабораторное изучение их химического состава проводилось методами титриметрии, ионной хроматографии, масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой проводилось в ПНИЛ гидрогеохимии ИШПР ТПУ. Данные по количеству атмосферных осадков и среднесуточной температуре за анализируемый период были взяты с информационного портала «Погода и климат» [5].

Месторождение приурочено к юго-восточному контакту Новосибирского верхнепалеозойского массива гранитоидов ($\epsilon\text{P}_3 - \text{T1p}_2$) с песчано-глинистыми сланцами пачинской свиты верхнего девона (DЗр ϵ), которые в результате контактового метаморфизма превращены в роговики. Гранитоиды и роговики пронизаны многочисленными дайками кислого состава, реже дайками лампрофиров. Палеозойские породы до начала эксплуатации месторождения практически на всей площади были перекрыты осадками четвертичного возраста первой надпойменной и пойменной террас рек Обь и Иня мощностью до 5-12 м. [6,7,8,9,10]. К настоящему времени в контуре разведки рыхлые, скальные вскрышные породы и породы верхней трещиноватой зоны, связанной с процессами выветривания полностью удалены.

В пределах месторождения гранитоиды имеют зональное строение, в направлении к контакту происходит смена биотит-роговообманковых гранитов на гранодиориты, а иногда и на кварцевые диориты и диориты. Восточную часть месторождения слагают роговообманковые роговики (рис.1б). Соотношение этих петрографических разновидностей пород (гранитоидов и роговиков) в составе полезной толщи исходя из площадного распространения 43%:57%

В процессе разведки и эксплуатации месторождения проводился крайне малый объем гидрогеологических исследований: в единичных скважинах оценивались фильтрационные свойства пород, проводились исследование химического состава воды, расчет водопритоков в карьер. Первая гидрогеологическая характеристика месторождения была дана в 1955 году А.С. Полиновским во время гео-

лого-разведочных работ под руководством Г.В. Баландина, дальнейшие исследования карьера Борок в 70-80-х годах прошлого века связаны с именами геологов и гидрогеологов Новосибирской геолого-поисковой экспедиции (А.В. Павлов, В.И. Грязнова, Г.Т. Голодняк, В.Н. Лукьяшко, Л.Е. Ударцева, Г.Ф. Вавилихин и других).

В пределах карьера выделяется водоносный горизонт аллювиальных четвертичных отложений (супеси, суглинки и песчано-гравийно-галечниковые отложения). Режим грунтовых аллювиальных вод находится в прямой зависимости от режима рек Иня и Обь и количества выпадающих атмосферных осадков. По результатам опытных работ удельные дебиты скважин составляют 0,1-0,6 л/с, при среднем коэффициенте фильтрации 4,8 м/сут и средней водопроницаемости 47,0 м²/сут. Ниже залегает водоносный горизонт палеозойских интрузивов, представленный в основном гранитами, в меньшем объеме аплитами, гранит-порфидитами, роговиками. Воды трещинно-жильные, напорные. По результатам опытных откачек палеозойские образования характеризуются невысокой водообильностью с средним удельным дебитом скважин 0,02 л/с. Средние величины коэффициента фильтрации составляют 1,4 м/сут, а коэффициента водопроницаемости не более 1 м²/сут. Питание осуществляется посредством межпластовых перетоков из вышележащего четвертичного горизонта, атмосферными осадками и дренажа из реки Иня.

За более чем 100 летнюю эксплуатацию карьера его площадь и глубина существенно увеличились, что привело к значительному изменению гидрогеологических условий месторождения. Если в начале прошлого века месторождение представляло собой останец, возвышающийся над окружающей поверхностью, то в настоящее время это карьер глубиной более 80 м (абсолютная отметка дна рабочей зоны +10 м). Также значительно увеличилась площадь карьера (более чем в 10 раз), если в 1954 г. она составляла около 27300 м² при глубине карьера 22 м, то в 2020 г. уже 345000 м². В настоящее время старый карьер используется как водосборник, из которого ведется откачка и сброс дренажных вод в искусственно образованный ручей, впадающий в реку Иня. В связи с необходимостью увеличения добычи каменного материала, в 1988 году русло реки Иня было перенаправлено (приблизительно 500 м на юго-запад) в протоку Курья, что существенно изменило гидрогеологическую обстановку в зоне активного водообмена (рис. 1 а). До отвода русла реки Иня, рассчитанные притоки в карьер были выше в 2-2,5 раза, по сравнению с фактическими притоками в 2019-2020 годах. Этот факт свидетельствует об уменьшении доли вод аллювиального водоносного горизонта в общем водопитоке в настоящее время.

По данным И.В. Фёклина длительная эксплуатация карьера привела к формированию депрессионной воронки с радиусом влияния не менее 3200 м, деформированной в восточном-северо-восточном направлении (в противоположную сторону от рек Иня и Обь). Как показывают результаты мониторинговых наблюдений, значительных изменений в существующем режиме вод, связанных с четвертичными отложениями и породами палеозоя при дальнейшей эксплуатации карьера не ожидается. В настоящее время объем карьера составляет 17,7 млн м³.

При среднегодовом водопритоке в размере 2,3 млн м³ карьер без постоянных откачек полностью заполнится водой приблизительно за 8 лет. Основной водоотлив в карьере организован на горизонте с абсолютной отметкой +50,0 м – главный водоем находится в северной части отработки, сбор поверхностных и подземных вод в который происходит по водоотводным канавам.

Начиная с 50-х годов прошлого века предпринимались попытки оценить объемы вод, поступающих в карьер, и роль поверхностного и подземного стока. Реального учета откачиваемых объемов воды не велось вплоть до 2019 года (рис. 3). Поэтому анализ рассчитанных объемов вод, учитываемых в прошлые годы при эксплуатации месторождения, показал значительное завышение этих величин по сравнению с реальными более чем в два раза. Особенно сильно завышение прослеживалось в летние месяцы. Автоматический учет водопритоков 2019-2020 гг. (по данным ООО «Горно-добывающая компания») показал, что реальные цифры варьируют в объеме 2,24 – 2,35 млн м³ в год.

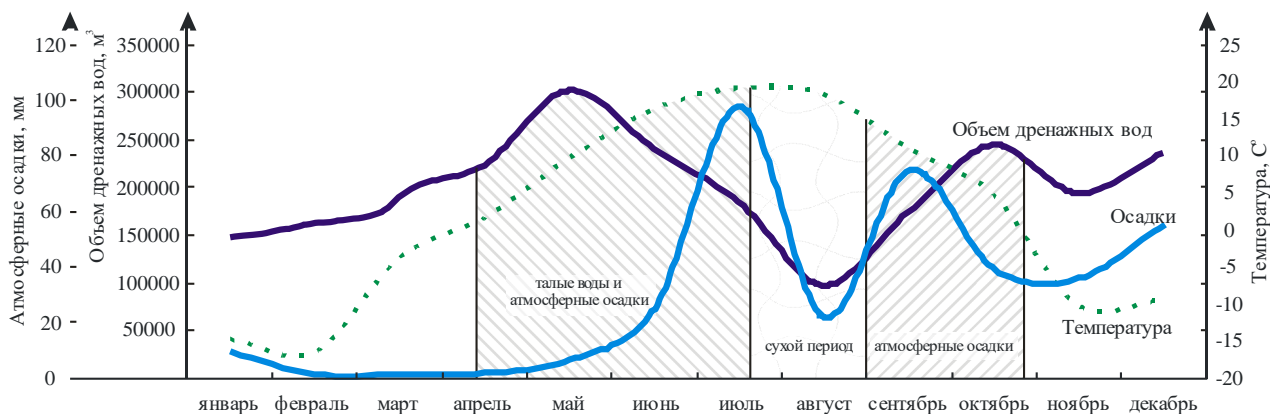


Рис. 2. Объемы дренажных вод карьера Борок в соответствии с количеством атмосферных осадков и среднесуточной температурой в 2019 году

Кроме общей характеристики гидрогеологических условий карьера Борок в период с 1950-х по 1980-е года предпринимались попытки оценить роль трещинно-жильных вод палеозойских гранитов, четвертичного водоносного горизонта и атмосферных осадков вод в общем объеме дренажных вод в карьер. Приток за счет атмосферных осадков оценивался как поверхностный сток при сформированной водосборной площади и среднегодовом количестве осадков. При этом четких критериев по разделению объемов притока не было разработано.

Принимая во внимание современные материалы по объемам водопритоков в карьер можно выполнить вероятностную оценку доли трещинно-жильных вод в его обводнении. В холодный период года (с ноября по март) водоприток в карьер за счет атмосферных осадков в виде дождя отсутствовал (рис.2), а инфильтрация из водоносного горизонта аллювиальных четвертичных отложений была минимальной. Средний водоприток в это время составлял около 5100 м³/сут и его можно считать поступающим из трещиноватых палеозойских пород. С мая

по октябрь объемы дренажных вод увеличились до 6400 м³/сут, и разницу (в среднем 1300 м³/сут) можно отнести к вкладу атмосферных осадков и вод четвертичных отложений.

Установлено, что основной объем воды, поступающий в карьер, относится к трещинно-жильным водам палеозойских гранитов, при этом их питание происходит за счет аллювиальных вод и вод атмосферных осадков, что определяет их разнообразие по химическому составу. Преобладают воды Cl-SO₄-HCO₃ Na-Mg-Ca и SO₄-HCO₃ Na-Mg-Ca состава с величиной общей минерализации от 572 до 697 мг/дм³ и содержанием кремния от 0,89 до 10,53 мг/дм³. Параметры среды отвечают окислительной геохимической обстановке с величинами pH от 7,6 до 8,5; Eh от +150,2 до +261,0 мВ и O₂раств. от 3,4 до 11,4 мг/дм³. Максимальные содержания природных радионуклидов составляют: урана до 0,21 мг/дм³, тория до 9,62·10⁻⁵ мг/дм³, а активность радона варьирует в интервале от 1 до 89 Бк/дм³. Невысокие концентрации ²²²Rn в водах следует связывать с местонахождением карьера Борок в зоне контакта Новосибирского гранитоидного массива с песчано-глинистыми сланцами девонского возраста.

В заключении необходимо отметить, что впервые за более чем вековую историю разработки карьера Борок, проанализированы гидрогеологические условия и получены актуальные сведения о геохимии дренажных вод. Произошло их существенное изменение за счет переноса русла реки Иня и снижение доли вод аллювиального водоносного горизонта и дренажа из самой реки в общем обводнении карьера. Как показывает опыт прошлых лет, эксплуатация карьера без постоянной откачки поступающих вод невозможна. Установлено, что основной объем воды, поступающий в карьер, относится к трещинно-жильным водам палеозойских гранитов, при этом их питание происходит за счет аллювиальных вод и вод атмосферных осадков, что определяет их разнообразие по химическому составу.

Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331–2019–0025 и Российского фонда фундаментальных исследований и Правительства Новосибирской области в рамках научного проекта № 19–45–540004.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ржевский В.В. Открытые горные работы. Производственные процессы. – Изд-во Лехнанд, 2014. – 512 с.
2. Приказ Ростехнадзора от 08.12.2020 N 505 "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности при ведении горных работ и переработке твердых полезных ископаемых" (Зарегистрировано в Минюсте России 21.12.2020 N 61651).
3. Приказ Ростехнадзора от 08.12.2020 N 507 "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в угольных шахтах" (Зарегистрировано в Минюсте России 18.12.2020 N 61587).

4. Бокий Л.Л., Крячко О.Ю., МIRONENKO В.А., Мольский Е.В., Норватов Ю.А., Рюмин А.Н., Сердюков Л.И., Стрелький Ф.П. Гидрогеологические исследования в горном деле. – Москва: Недра, 1976. – 352 с.
5. [Электронный ресурс] URL: <http://www.pogodaiklimat.ru/> - дата обращения 2021.02.15.
6. Бельштерли М.К. Граниты Новосибирска // Труды Петрографич. ин-та АН СССР. – 1933. – Вып. 3. – С. 13–19.
7. Варкасин Ю.Н., Свиридов В.Г., Росляков Н.А., Афанасьев А.Т., Вавилихин Г.А., Васильев И.П., Виниченко В.И., Леонов А.Н., Марус А.И., Михантьева Л.С., Нестеренко Г.В., Самсонов Г.Л., Сердюк З.Я. Геологическое строение и полезные ископаемые Западной Сибири. Том II Полезные ископаемые. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1998. – 254 с.
8. Гусев А.И. Геологическое строение и полезные ископаемые района г. Новосибирска. – Томск: Издание Зап.-Сиб. геолого-гидрогеодезического треста, 1934. – 101 с.
9. Сотников В.И., Федосеев Г.С., Пономарчук В.А. и др. Гранитоидные комплексы Колывань-Томской складчатой зоны (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2000. – Т. 41. – № 1. – С. 120–125.
10. Гранитные карьеры Новосибирского Приобья: Путеводитель экскурсии / сост.: Г. С. Федосеев, С. В. Жигалов, Н. Н. Крук // II Междунар. геол. конф. «Граниты и эволюция Земли: граниты и континентальная кора». – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2014. – 30 с.

REFERENCES

1. Rzhhevskij V.V. Otkrytye gornye raboty. Proizvodstvennyye processy. – Izd-vo Lenand, 2014. – 512 s.
2. Prikaz Rostekhnadzora ot 08.12.2020 N 505 "Ob utverzhdenii Federal'nyh norm i pravil v oblasti promyshlennoj bezopasnosti "Pravila bezopasnosti pri vedenii gornyh rabot i pererabotke tverdyh poleznyh iskopaemyh" (Zaregistrirvano v Minyuste Rossii 21.12.2020 N 61651).
3. Prikaz Rostekhnadzora ot 08.12.2020 N 507 "Ob utverzhdenii Federal'nyh norm i pravil v oblasti promyshlennoj bezopasnosti "Pravila bezopasnosti v ugol'nyh shahtah" (Zaregistrirvano v Minyuste Rossii 18.12.2020 N 61587).
4. Bokij L.L., Kryachko O.YU., Mironenko V.A., Mol'skij E.V., Norvatov YU.A., Ryumin A.N., Serdyukov L.I., Strel'kij F.P. Hidrogeologicheskie issledovaniya v gornom dele. – Moskva: Nedra, 1976. – 352 s.
5. [Elektronnyj resurs] URL: <http://www.pogodaiklimat.ru/> - data obrashcheniya 2021.02.15.
6. Bel'shterli M.K. Granity Novosibirsk // Trudy Petrografich. in- ta AN SSSR. – 1933. – Vyp. 3. – S. 13–19.
7. Varkasin YU.N., Sviridov V.G., Roslyakov N.A., Afanas'ev A.T., Vavilihin G.A., Vasil'ev I.P., Vinichenko V.I., Leonov A.N., Marus A.I., Mihant'eva L.S., Nesterenko G.V., Samsonov G.L., Serdyuk Z.YA. Geologicheskoe stroenie i poleznye iskopaemye Zapadnoj Sibiri. Tom II Poleznye iskopaemye. – Novosibirsk: Izd- vo SO RAN, NIC OIGGM, 1998. – 254 с.
8. Gusev A.I. Geologicheskoe stroenie i poleznye iskopaemye rajona g. Novosibirsk. – Tomsk: Izdanie Zap.-Sib. geologo-gidrogeodezicheskogo tresta, 1934. – 101 s.
9. 9. Sotnikov V.I., Fedoseev G.S., Ponomarchuk V.A. i dr. Granitoidnye komplekсы Kolyvan'-Tomskoj skladchatoj zony (Zapadnaya Sibir') // Geologiya i geofizika. – 2000. – Т. 41. – № 1. – S. 120–125.
10. Granitnye kar'ery Novosibirskogo Priob'ya: Putevoditel' ekskursii / sost.: G. S. Fedoseev, S. V. Zhigalov, N. N. Kruk // II Mezhdunar. geol.konf. «Granity i evolyuciya Zemli: granity i kontinental'naya кора». – Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2014. – 30 с.

© А. Ф. Сухорукова, Д. А. Новиков, А. А. Черкасов, А. С. Деркачев, 2021

СТРАТОТИП ДОЛБОРСКОЙ СВИТЫ ВЕРХНЕГО ОРДОВИКА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Александр Владиленович Тимохин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., научный сотрудник, e-mail: TimokhinAV@ipgg.sbras.ru

Проведен анализ и корреляция типовых разрезов долборской свиты и история её выделения. Предлагается новый стратотип этой свиты (в скважине Гаиндинская-3 и два разреза на р. Н. Чунку), в котором нижняя граница свиты не совпадает с нижней границей долборского горизонта.

Ключевые слова: Верхний ордовик Сибирской платформы, долборский горизонт, долборская свита, стратиграфия

STRATOTIPE DOLBORIAN FORMATION OF THE UPPER ORDOVICIAN OF THE SIBERIAN PLATFORM.

Alexander V. Timokhin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Ave., PhD, Researcher, e-mail: TimokhinAV@ipgg.sbras.ru

The analysis and correlation of typical sections of the Dolbor formation and the history of its allocation are carried out. A new stratotype of this formation is proposed (in the Gaindinskaya-3 well and two sections on the Lower Chunku River), in which the lower boundary of the formation does not correspond to the lower boundary of the Dolborian horizon.

Keywords: Upper Ordovician of the Siberian platform, Dolborian horizon, Dolbor formation, stratigraphy

Отсутствие внятной литологической характеристики с момента выделения долборской свиты, позволяющей однозначно отделить её от нижележащей мангазейской свиты и невозможность точно оценить мощность (от 40 до 75 м) с одной стороны и слабая фаунистическая характеристика долборского горизонта приводит к неопределенности в корреляции типовых разрезов.

Для понимания причин проблем объема долборского горизонта и одноименной свиты следует обратиться к истории выделения этих стратиграфических подразделений.

1. При первоописании [1], а описывалась не долборская свита, а долборский ярус, и для него указывалась общая литологическая характеристика этих отложений и районы распространения без точной привязки (П. Тунгуска - верхняя часть столбовой свиты и река Мойеро, как один тип разреза и братская и верхняя часть макаровской свиты в Иркутском амфитеатре, как другой тип). В схеме сопоставления наиболее типичных стратиграфических разрезов (в этой же работе

рис. 18) в бассейне р. П. Тунгуска указана чункинская свита как литологический эквивалент долборского яруса этого района.

2. Первое упоминание «долборской свиты» как «...аналогом которой является чункинская свита на реке Подкаменной Тунгуске,...» без собственно описания стратотипа, но приведением краткой литологической характеристики для западных (нижнее течение р. П. Тунгуски) и восточных районов (басс. р. Чуни) приведено в работе О. И. Никифоровой, 1955 [2] и согласно Стратиграфическому словарю 1956 года [3] именно эта работа является основной для понимания состава и объема долборской свиты, тем не менее, долборская и чункинская свиты в данном словаре признаны излишними. При выделении долборской свиты комплекс осадков характерных для стратотипического района этой свиты был обозначен как чункинско-долборский [2]. В конечном итоге в унифицированной стратиграфической схеме Сибирской платформы 1959 года [4] и 1964-1965 [5] для районов среднего течения рек Вилюй, Хантайки, Моркоки и Мойеро характерна долборская свита, а для бассейна реки П. Тунгуски - чункинская свита.

3. Согласно стратиграфическому словарю, 1975 [6] долборская свита, долборский горизонт и одноименный ярус - являются синонимами, а долборский отдел стал именоваться верхним отделом ордовикской системы и первоописанием данных стратиграфических единиц указан Полевой атлас, 1955 [1], при этом термин чункинская свита признан излишним.

4. После детальных работ по уточнению фаунистической характеристики долборского и вышележащего нирундинского горизонта [7] объем долборского горизонта и объем долборской свиты перестали совпадать. Верхняя часть долборской свиты стала относиться к нирундинскому горизонту [8, 9].

5. Первое послыжное описание долборского яруса приведено в работе О. И. Никифоровой и О. Н. Андреевой в 1961 году [10], и именно это описание можно считать первым полноценным описанием данного стратиграфического подразделения, т.е. согласно Стратиграфическому кодексу 2006 года [11] - это составной голостратотип долборского яруса и долборской свиты, который представлен двумя обнажениями: собственно, стратотип расположенный на левом берегу р. Чуня в 1,5(2,0) км выше устья р. В. Чунку, в котором наблюдается контакт с нижележащими отложениями мангазейского яруса; второе – стратотипическое обнажение, расположенное на левом берегу р. Н. Чунку в 6,5(7,5) км от устья, соответствует закрытому интервалу первого стратотипического обнажения. Более того указано, что второе обнажение содержит наиболее типичную долборскую фауну. В качестве парастратотипических разрезов указаны еще два разреза: первое – это правый берег р. Чуня в 1,0(1,5) км выше устья р. В. Чунку, которое также позволяет проследить отложения, задернованные в стратотипическом обнажении на левом берегу реки Чуня; и второе – на р. Н. Чунку в 4,5 км от устья (рис. 1).

В литературе существует три описания второго стратотипического обнажения на р. Н. Чунку: обн. 258 по [12], обн. X по [13] и обн. XI по [7]. Согласно этим описаниям граница баксанского и долборского горизонтов проводится

в нижней части этого обнажения, иными словами - в разрезе, целиком относящемся к долборскому времени и являющегося стратотипическим обнажением долборского горизонта (яруса, свиты), его нижняя часть имеет баксанский возраст. В результате мы имеем два стратотипических разреза нижней части долборского горизонта (яруса, свиты), имеющих контакт с баксанским горизонтом. Мнения, где проводить границу между долборским и баксанским горизонтом в данном обнажении, разделились, но в любом случае, самая нижняя часть обнажения до долеритов – это баксанский горизонт (рис. 2).

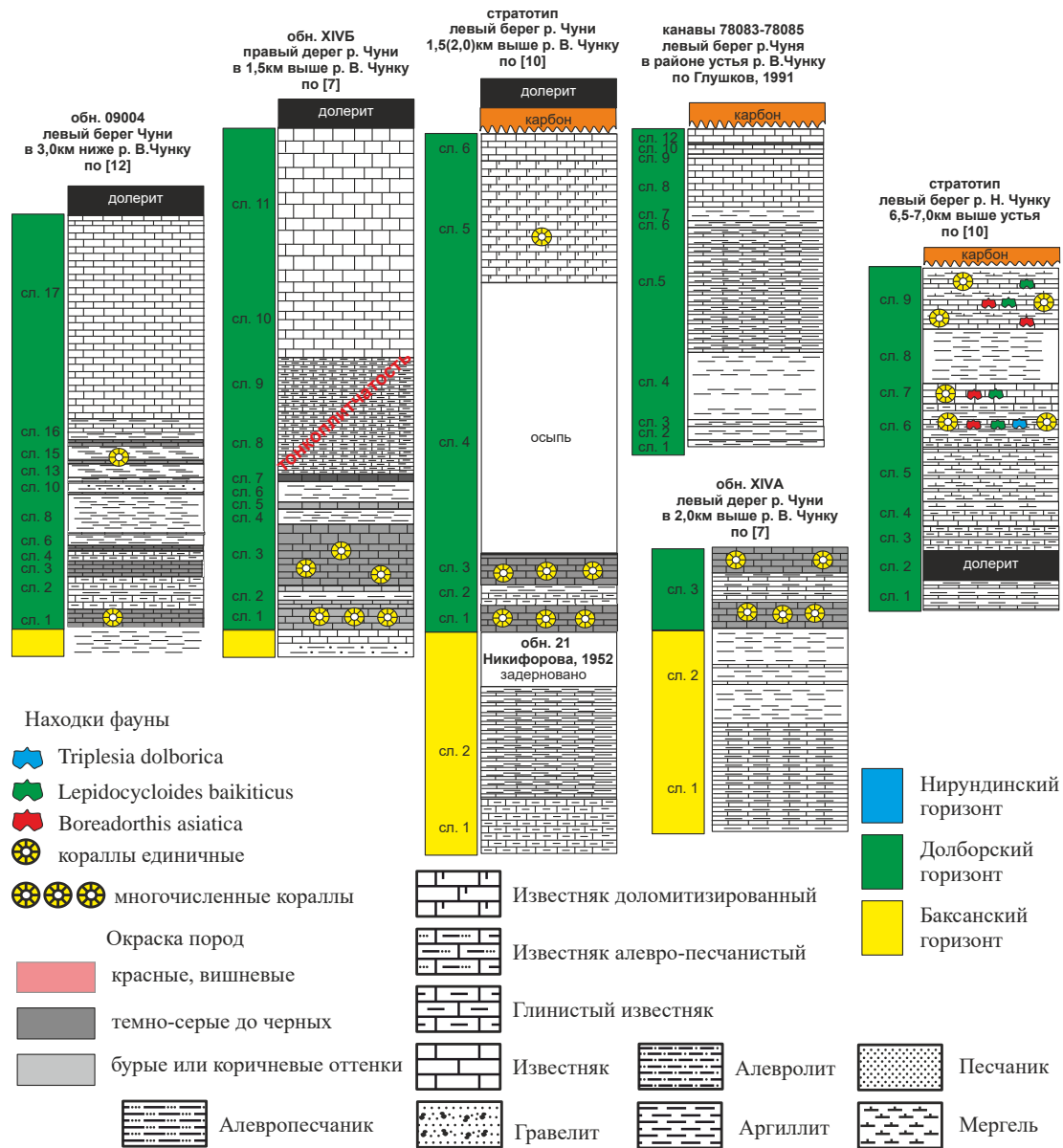


Рис. 1 Корреляция типовых разрезов долборского горизонта

Следует также отметить и слабую фаунистическую охарактеризованность нижней части парастратотипа (на правом берегу р. Чуны в 1,5 км выше устья р. Верхней Чуңку) в следствии того, что ордовикские отложения бронируются

мощной долеритовой интрузией и под её воздействием сильно изменены и карбонатизированы так, что исходный, не измененный состав породы зачастую трудно определить, и органические остатки вследствие этого сохранились, главным образом, в виде отпечатков ядер и поэтому часто трудно определимы [7].

Попытки расчистить задернованный интервал в районе стратотипического обнажения на левом берегу р. Чуны в районе устья р. В. Чунку была предпринята при геологической съемке 1991 г. Было расчищено 17 м задернованного интервала, но, к сожалению, весь интервал расчищен не был (Глушков В. М. Геологическое строение и полезные ископаемые нижнего течения р. Чуны. (Отчет Чунской партии о результатах групповой геологической съемки масштаба 1:50 000 с общими поисками в бассейне нижнего течения р. Чуны, проведенной в 1986–1991 гг. на Чунской площади.). Красноярск, 1991). В результате этих геологосъемочных работ в районе стратотипа было описано обн. 9004, расположенное на левом берегу р. Чуна в 3 км ниже устья р. В. Чунку, полностью повторяющее последовательность слоев стратотипического обнажения, но, к сожалению, без опубликованной фауны [14] (см. рис. 1).

Стратотип долборского горизонта/свиты выбран крайне неудачно. Собственно, стратотип плохо обнажен и фаунистически охарактеризован только в нижней четверти. Нижняя часть парастратотипа в следствие вышележащей интрузии очень плохо охарактеризована фауной. Взаимоотношение остальных стратотипических разрезов неоднозначно. Попытки предложить другой разрез для верхней части стратотипа долборского горизонта не снимают вопрос о взаимоотношении всех этих обнажений. Более того, в пределах Южно-Тунгуской структурно фациальной зоны нет естественных обнажений с полным разрезом долборского горизонта. Отсутствие контакта с вышележащим стратиграфическим подразделением в стратотипах долборского горизонта приводило, с одной стороны, к неопределенности в обосновании фаунистической характеристики самого горизонта и, как следствие, неточной корреляции отложений, относимых к долборскому горизонту. Так и, с другой стороны, общая литологическая характеристика долборской свиты была некорректна в связи с невозможностью точно оценить её полную мощность и литологический состав. Как результат, при характеристике данного возрастного интервала не ясно, что имеется в виду ярус/горизонт или свита.

Опубликованного описания собственно чункинской свиты не существует. Единственное известное описание этого стратиграфического подразделения - это отчет Никифоровой О.И. «Стратиграфия ордовикских и силурийских отложений басс. Подкаменной Тунгуски», 1952 года. Согласно этому отчету стратотип чункинской подсвиты состоит из двух разрезов на р. Н. Чунку нижняя часть (12,7 м) с контактом с мангазейской подсвитой в 6,5-7 км выше устья и верхняя часть (28,5) в 2 км ниже по реке от первого. Мощность чункинской подсвиты в этих двух обнажениях достигает 38,20 м.

В первую очередь обращает на себя внимание, факт проведения нижней границы чункинской подсвиты (по появлению кораллов и строматопорат) в середине стратотипического разреза на р. Н. Чунку в 6,5-7 км выше устья. Не менее интересен разрез, описанный в качестве верхней части чункинской подсвиты. Он

фактически полностью состоит из известняка. К сожалению, в литературе нет описания этого разреза. Можно предположить, что этот разрез описан в работе [7] обн. XIII (в 4 км от устья Н. Чунку), но ни по литологическому составу, ни по мощности они не сопоставимы (рис. 2).

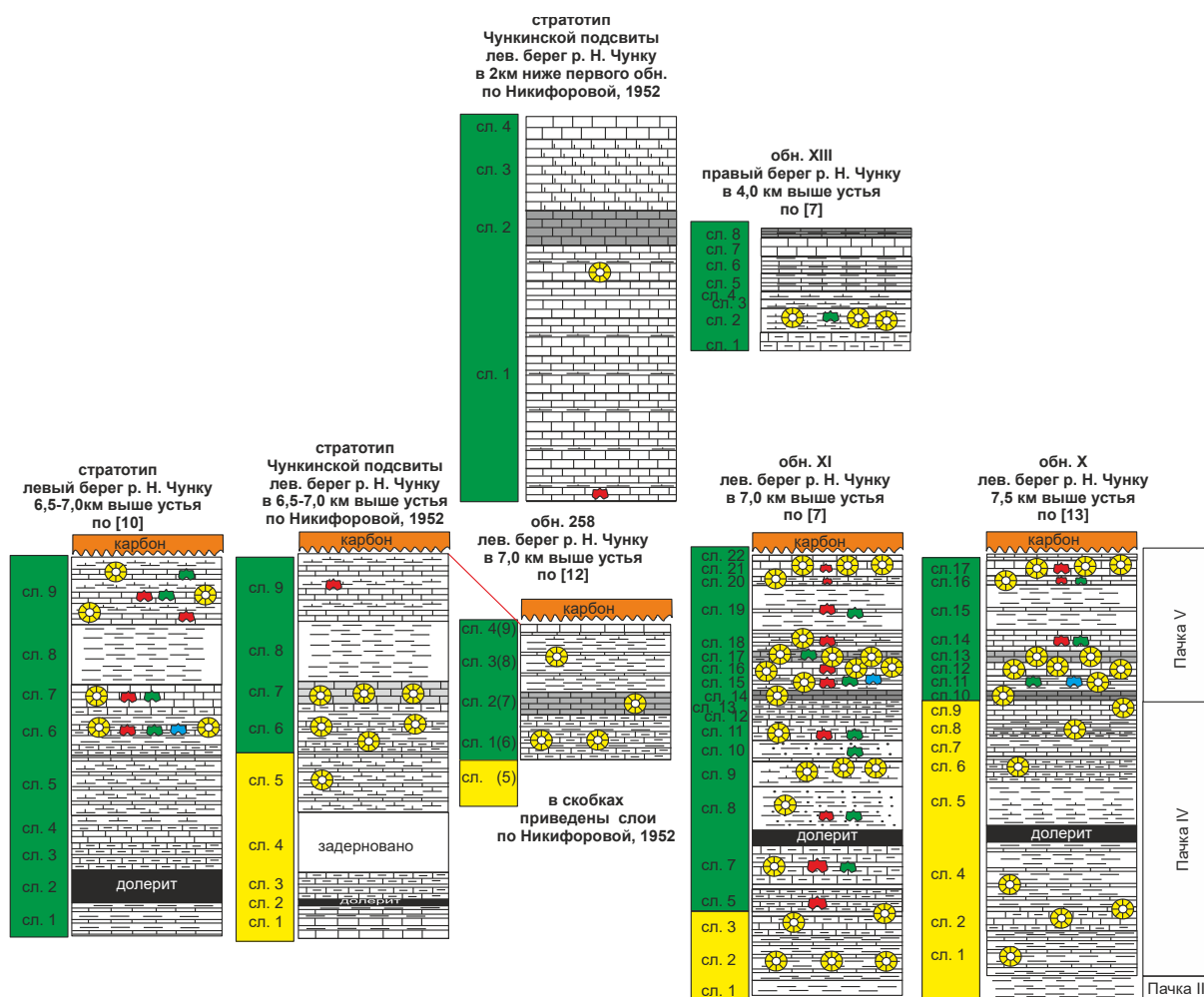


Рис. 2. Варианты расчленения стратотипического разреза на р. Н. Чунку. Условные обозначения см. рис. 1

Попытка предложить более полный дополнительный разрез для верхней части горизонта была предпринята еще в 1963 году [15]. В качестве гипостратотипа был предложен разрез на правом р. Нижняя Чунку в 18 км выше устья ручья Черлечинэ. В этом разрезе наблюдается контакт долборской и нирундинской свит, и соответствующих горизонтов. Но остается вопрос увязки этого разреза с уже ранее выделенными стратотипическими разрезами. Как вариант, данные разрезы можно увязать через разрез на левом берегу р. Н. Чунку в устье р. Черлечинэ. Это обнажение описывалось как обн. IX по [7]. В данной работе мощность долборского горизонта была оценена порядка 107 метров. Согласно описанию этого обнажения [7] «...Из-за нарушений и слабой обнаженности установить порядок напластования и истинную мощность слоев в нижней части обна-

жения очень трудно». В 7 слое наблюдается нарушенное залегание. «...слои расположены почти вертикально, затем в направлении вверх по течению реки угол падения уменьшается, и вышележащие слои ориентированы почти горизонтально». Собственные полевые наблюдения позволяют утверждать, что данный разрез представлен не симметричной складкой, шарнир которой проходит условно в середине 7 слоя. В результате мощность долборского горизонта в этом разрезе уменьшается до 37 метров.

В 1986 году в результате бурения Гаиндинской скважины - 3 в 65 км от гипостратотипа на р. Б. Нирунда, расположенной на правом берегу р. Восточной Гаинды, в 1,5 км от устья руч. Верхний Юктакон, вскрыт разрез ордовика от мансийской до нирундинского горизонта включительно. После монографического изучения фауны этот разрез также считается гипостратотипическим для ордовика Южно-Тунгусской зоны [16, 17]. Это единственный разрез, где можно наблюдать непрерывный разрез долборской свиты и долборского горизонта. В данном разрезе, так же в полном объеме представлены как перекрывающие (нирундинская свита и горизонт), так и подстилающие (мангазейская свита, баксанский горизонт) стратиграфические подразделения (рис. 3).

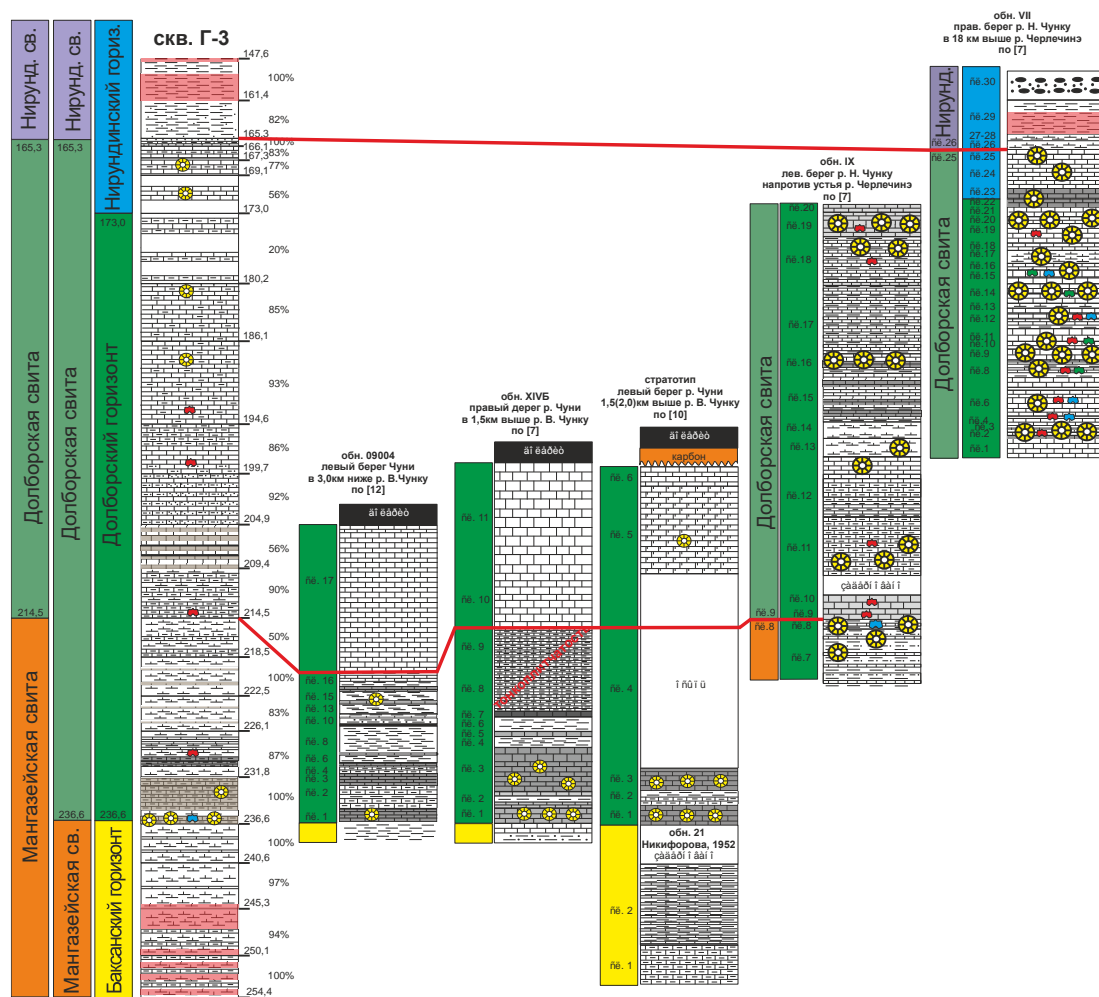


Рис. 3 Корреляция типовых разрезов долборского горизонта/свиты с разрезом скважины Г-3. Условные обозначения см. рис. 1

Согласно существующим представлениям с момента выделения долборской свиты (долборского яруса) она должна начинаться с прослоев известняка, содержащих многочисленные колонии табулят [2, 10, 15, 18]. Отсутствие подходящих фаций вне стратотипического обнажения и невыдержанность этих слоев по мощности не позволяет использовать только этот признак для корреляции отложений. Наличие интервала более терригенных отложений над этими известняками прослеживается во всех приведенных разрезах и скв. Г-3. Это позволяет скоррелировать данный интервал с 7 слоем обн. IX по [7].

Литологические отличия отложений на Сибирской платформе (СПФ) между баксанским и долборским временем минимальны. Невозможно говорить о яркой характерной особенности вмещающих отложений этого времени на всей территории СПФ. Граница между баксанскими и долборскими отложениями проводится внутри почти во всех известных свитах (загорнинская, джеромская, станская, кылахская, макаровская, братская) ордовика Сибирской платформы [9]. Только в западной части Южно-Тунгуской структурно-фациальной зоны, отложения, коррелируемые с долборской свитой и одноименным горизонтом, имеют минимальные литологические отличия от нижележащей мангазейской свиты. В центральной части этой СФЗ (басс. р. Б. Нирунда) различия между этими свитами в едином терригенно-карбонатном разрезе сводятся к увеличению доли карбонатов в отложениях, относимых к долборскому горизонту и свите. Данные отличия сохраняются и в восточной части (басс. рр. Чуня и Н. Чунку), и выделить здесь явный литологический критерий, отличающий отложения долборской свиты от мангазейской в единой терригенно-карбонатной толще сложно, тем более четкость этого критерия (слои содержащие большое количество табулят и строматопорат) резко нивелируется по площади. И фактически граница между долборской и мангазейской свитами проводится по фауне. Чтобы решить эту проблему, предлагается считать собственно долборской свитой отложения с преимущественно развитыми известняками (местами глинистыми, алевроитистыми, песчанистыми), с подчиненными маломощными прослоями аргиллитов и мергелей. А терригенно-карбонатная толща (15-20 м), развитая выше известняков с многочисленными кораллами, должна относиться к нижележащей мангазейской свите. Тем самым нижняя граница долборской свиты проводится гораздо выше границы долборского горизонта. За стратотипы свиты можно принять отложения, вскрытые под нирундинской свитой в скв. Гаиндинская-3 интервал 165,3-214,5 м (49,2 м), и составной стратотип их двух обнажений на р. Н. Чунку: обн. IX с 9 по 20 слой (имеющего контакт с мангазейской свитой) и обн. VII с 1 по 25 слой (имеющего контакт с нирундинской свитой), описанных в [7]. Суммарная мощность свиты в этих обнажениях оценивается в 48 м (см. рис. 3).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Полевой атлас ордовикской и силурийской фауны Сибирской платформы: монография / О. Н. Андреева, З. Г. Балашов, В. А. Востокова и др. – М.: Госгеолтехиздат, 1955. - 268 с.
2. Никифорова О. И. Новые данные по стратиграфии и палеогеографии ордовика и силура Сибирской платформы. // Материалы по геологии и полезным ископаемым Сибирской платформы. ВСЕГЕИ. Нов. сер. Вып.7. -М.: Госгеолтехиздат, 1955. – С. 50–106.

3. Стратиграфический словарь СССР / глав. ред. Б. К. Лихарев. – Москва: Госгеологтехиздат, 1956. – 1283 с.
4. Решения Междуведомственного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем Сибири. – Москва: Госгеолтехиздат, 1959. – 91 с.
5. Тесаков Ю. И. Верхний ордовик и силур Сибирской платформы. // Стратиграфия палеозоя Средней Сибири. – Новосибирск: Наука, 1967. – С.53-68.
6. Стратиграфический словарь СССР. Кембрий, ордовик, силур, девон / Ред. Занина И.Е., Лихарев Б.Л. – Л.: Недра, Ленингр. отд-ние, 1975. – 622 с.
7. Москаленко Т. А., Ядренкина А. Г., Семенова В. С., Ярошинская А. М / Ордовик Сибирской платформы. Опорные разрезы верхнего ордовика (биостратиграфия и фауна). – М.: Наука, 1978. – 164 с.
8. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири. Ч. I. – Новосибирск: изд-во СНИИГГИМС, 1983. – 216 с.
9. Региональная стратиграфическая схема ордовика Сибирской платформы (новая версия) / А. В. Каныгин, А. Г. Ядренкина, А. В. Тимохин и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2017. – Вып. 5с. – С. 4–57.
10. Никифорова О. И., Андреева О. Н. Стратиграфия ордовика и силура Сибирской платформы и ее палеонтологическое обоснование. – Л.: Гостоптехиздат, 1961. – 412 с.
11. Стратиграфический кодекс России Издание третье / Ответственный редактор: Жамойда А.И. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2006. – 95 с.
12. Драгунов В. И. Леднева В. П. Стратиграфия, тектоника и магматизм долины р. Чуни // Материалы по геологии и полезным ископаемым Сибирской платформы. – Л.: ВСЕГЕИ, 1960. – С. 5-26.
13. Розман Х. С. Описание разрезов верхнего ордовика Средней Сибири. // Фауна ордовика Средней Сибири. – М.: Наука, 1979. – С. 5-37.
14. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Ангаро-Енисейская. Лист Р-47 – Байкит. Объяснительная записка / Варганов А. С., Попова Н. Н., Сосновская О. В., Смокотина И. В. Глушков В. М., Кажаяева О. Д., Микрюкова Л. Н. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. – 359 с.
15. Соколов Б. С., Тесаков Ю. И. Табуляты палеозоя восточной части Сибири. // Табуляты палеозоя Сибири. -М.-Л.: Изд-во АН СССР, 1963. – С. 2-125.
16. Ядренкина А. Г., Абаймова Г. П., Сычев О. В., Каныгин А. В., Москаленко Т. А., Тимохин А. В. Ордовик Гаиндинской площади (юго-запад Сибирской платформы). // Стратиграфия и главнейшие события в геологической истории Сибири. -Новосибирск, 1991. – С. 43-50.
17. Каныгин А.В., Ядренкина А.Г., Тимохин А.В., Москаленко Т.А., Сычев О.В. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Ордовик Сибирской платформы. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2007. – 269 с.
18. Стратиграфия ордовика Сибирской платформы / Тесаков Ю. И., Занин Ю. Н., Малич Н. С. и др. -Новосибирск: Наука, 1975. – 255 с.

REFERENCES

19. Polevoj atlas ordovikskoj i silurijskoj fauny Sibirskoj platformy: monografiya / O.N. Andreeva, Z.G. Balashov, V.A. Vostokova i dr. -M.: Gosgeoltekhizdat, 1955. - 268 s.
20. Nikiforova O.I. Novye dannye po stratigrafii i paleogeografii ordovika i silura Sibirskoj platformy. // Materialy po geologii i poleznym iskopaemym Sibirskoj platformy. VSEGEI. Nov. ser. 1955. Vyp.7. -M.: Gosgeoltekhizdat, - S. 50—106.
21. Stratigraficheskij slovar' SSSR / glav. red. B. K. Liharev. -Moskva: Gosgeologtekhizdat, 1956. - 1283 s.

22. Resheniya Mezhdovedomstvennogo soveshchaniya po razrabotke unificirovannyh stratigraficheskikh skhem Sibiri. -Moskva: Gosgeoltekhizdat, 1959. - 91 s.
23. Tesakov YU.I. Verhnij ordovik i silur Sibirskoj platformy. // Stratigrafiya paleozoya Srednej Sibiri. -Novosibirsk: Nauka, 1967. - S. 53-68.
24. Stratigraphic Dictionary of the USSR: Cambrian, Ordovician, Silurian, and Devonian, Leningrad: Nedra, 1975. - 622 p.
25. T.A. Moskalenko, A.G. Yadrenkina, V.S. Semenova, and A.M. Yaroshinskaya, Ordovician of the Siberian Platform. Key Sections of the Upper Ordovician (biostratigraphy and faunas), Nauka, Moscow, 1978. - 164 p.
26. Resheniya Vsesoyuznogo stratigraficheskogo soveshchaniya po dokembriyu, paleozoyu i chetvertichnoj sisteme Srednej Sibiri. CH. I. -Novosibirsk: izd-vo SNIIGGIMS, 1983. - 216 s.
27. Kanygin, A.V., Yadrenkina, A.G., Timokhin, A.V., et al., Regional stratigraphic schem of the Ordovician deposits of the Siberian Platform, in Geology and Mineral Resources of Siberia, Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2017, vol. 5C, pp. 4–57.
28. Nikiforova O.I., Andreeva O.N. Stratigrafiya ordovika i silura Sibirskoj platformy i ee paleontologicheskoe obosnovanie. -L.: Gostoptekhizdat, 1961. - 412 s.
29. Russian Stratigraphic Code: International Stratigraphic Committee of the Russian Federation, All-Russia Geological Institute, 3rd ed., St. Petersburg, 2006. pp. 1–96.
30. Dragunov V.I. Ledneva V.P. Stratigrafiya, tektonika i magmatizm doliny r. Chuni // Materialy po geologii i poleznym iskopaemym Sibirskoj platformy. -L. VSEGEI, 1960. - S. 5-26.
31. Kh.S. Rozman, Description of the Sections of the Ordovician of Central Siberia in Fauna of the Ordovician of Central Siberia: Proceedings of the Geological Institute of the Academy of Sciences of the USSR, Issue 330, Nauka, Moscow, 1979. pp. 3–36.
32. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossijskoj Federacii. Masshtab 1:1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Angaro-Enisejskaya. List P-47 – Bajkit. Ob"yasnitel'naya zapiska / Varganov A.S., Popova N.N., Sosnovskaya O.V., Smokotina I.V. Glushkov V.M., Kazhaeva O.D., Mikryukova L.N. –SPb.: Kartograficheskaya fabrika VSEGEI, 2015. - 359 s.
33. Sokolov B.S., Tesakov YU.I. Tabulyaty paleozoya vostochnoj chasti Sibiri. // Tabulyaty paleozoya Sibiri. -M.-L.: Izd-vo AN SSSR, 1963. - S. 2-125.
34. Yadrenkina A.G., Abaimova G.P., Sychev O.V., Kanygin A.V., Moskalenko T.A., Timohin A.V. Ordovik Gaidinskoj ploschadi (yugo-zapad Sibirskoj platformy). // Stratigrafiya i glavnejshie sobytiya v geologicheskoi istorii Sibiri. -Novosibirsk, 1991. - S. 43-50.
35. Kanygin, A.V., Yadrenkina, A.G., Timokhin, A.V., et al., Stratigraphy of Oil-and-Gas-bearing Basins of Siberia: Ordovician of the Siberian Platform, Novosibirsk: Geo, 2007. – 269 p.
36. Stratigraphy of the Ordovician of the Siberian Platform, Eds., Sokolov, B.S. and Tesakov, Yu.I., Novosibirsk: Nauka, 1975. - 255 p.

© A. B. Тимохин, 2021

ПРИМЕНЕНИЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ НАЗЕМНОЙ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ С ЦЕЛЬЮ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Рустам Ильясович Тимшанов

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, к.г.-м.н., и.о. зав. лабораторией, e-mail: TimshanovRI@ipgg.sbras.ru

Сергей Александрович Шешуков

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, м.н.с, e-mail: serg_sh@niigig.ikz.ru

В рамках решения задач прогноза нефтегазоносности на одной из локальных структур Южно-Татарского свода (Волжско-Камская антеклиза) при обработке результатов геохимической съемки были применены дискриминантный и нейросетевой анализы с обучением на эталонных скважинах. Сравнение с результатами классического количественного описания геохимического поля показало в основном совпадение участков высоких концентраций углеводородов в приповерхностных отложениях и аномалий, выявленных статистическими методами. На основе комплексирования результатов статистической обработки геохимических данных и их геологической интерпретации структура была охарактеризована как перспективная.

Ключевые слова: геохимическая съемка, прогноз нефтегазоносности, дискриминантный анализ, нейронные сети

APPLICATION OF STATISTICAL METHODS FOR PROCESSING THE RESULTS OF GROUND GEOCHEMICAL SURVEY WITH THE PURPOSE OF OIL AND GAS FORECASTING

Rustam I. Timshanov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, West Siberian branch, 625026, Russia, Tyumen, 74, Taimyrskaya, PhD, acting head of laboratory, e-mail: TimshanovRI@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Sheshukov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, West Siberian branch, 625026, Russia, Tyumen, 74, Taimyrskaya, Junior Researcher, e-mail: serg_sh@niigig.ikz.ru

To solve the problems of forecasting oil and gas content on one of the local structures of the South Tatar arch (Volzhsko-Kama antecline), discriminant and neural network analyzes with training on reference wells were applied during the processing the results of geochemical surveys. Comparison with the results of the classical quantitative description of the geochemical field showed mainly the coincidence of areas of high hydrocarbon concentrations in near-surface sediments and anomalies identified by statistical methods. Based on the integration of the results of statistical processing of geochemical data and their geological interpretation, the structure was characterized as promising.

Keywords: geochemical survey, forecast of oil and gas content, discriminant analysis, neural networks

Введение

Геохимические методы поиска как разновидность геологоразведочных работ на нефть и газ активно развиваются в настоящее время. Современные хроматографические комплексы, обладающие высокой чувствительностью и разрешающей способностью, позволяют регистрировать в отобранных пробах значительное количество индивидуальных углеводородных соединений, что, с одной стороны, открывает возможности для геологической интерпретации геохимического поля, но, с другой стороны, значительно усложняет процесс обработки данных. В этой связи, одним из направлений развития является усовершенствование способов обработки многомерных геохимических данных.

В данной работе на примере одной из локальных структур Южно-Татарского свода (Волжско-Камская антеклиза) показаны результаты использования дискриминантного и нейросетевого анализов и их геологическая интерпретация с позиции теории субвертикальной миграции углеводородов из залежи к дневной поверхности [1].

Методика геохимической съемки

В качестве показателей нефтеносности использовались *n*-алканы и их изомеры, ароматические и нафтеновые УВ ряда C₅-C₁₀. Эти УВ в значительных количествах входят в состав нефти, обладают высокой миграционной способностью и легко идентифицируются в пробах различных поверхностных и приповерхностных сред (снег, иловые отложения, торф, подпочвенный грунт, глинистые отложения из мелких скважин глубиной 0,7-3 м, а также искусственные сорбенты различных видов). Эти углеводороды, в отличие от газовых УВ, не генерируются в почвенных и подпочвенных отложениях и имеют преимущественно глубинное происхождение (за исключением антропогенного загрязнения).

Геохимическая съёмка осуществлялась с применением искусственных сорбентов. Полевые работы включали в себя установку в грунт модулей-сорберов для сбора УВ из подпочвенного грунтового воздуха на глубину 0,5 м и их демонтаж через 21 день. В качестве рабочего тела был выбран сорбент Тенакс ТА, что обусловлено перечнем анализируемых УВ-компонентов и температурой вмещающего грунта на период установки. Несмотря на снижение его сорбционных свойств в области низкомолекулярных УВ, в сорбере в достаточно больших количествах удерживались соединения C₅ (*n*-пентан и его изомеры, циклопентан). Для проведения геохимического моделирования были выбраны скважины эталоны – с установленной продуктивностью по разрезу и без продуктивности по разрезу, вокруг которых были проведены калибровочные исследования. Для контроля техногенного загрязнения в ходе полевых работ были использованы транспортные и лабораторные модули-сорберы. Транспортные модули также вывозились в поле, но не устанавливались и были закрытыми всё время полевых работ. Лабораторные модули всё время находились в лаборатории и имели минимальные технологические загрязнения.

Для проведения анализов в работе использовался хроматограф Кристалл 5000.2 и термодесорбер ТДС-1 (двухстадийный). Разделение УВ осуществлялось на 100 метровой хроматографической колонке CR-1 PONA с внутренним диаметром 0,25 мм и фазой 0,5 мкм. Регистрация УВ на хроматографе Кристалл 5000.2 производилась одновременно на ПИД и фото-ионизационном детекторе (ФИД). Селективность ФИД к непредельным УВ использовалась для повышения достоверности идентификации пиков. Определение индивидуального состава УВ бензиновой фракции проводилось согласно методике Хроматэк Газолин, разработанной по ГОСТ 32507-2013 «Определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии».

Статистическая обработка геохимических данных

В последнее время всё чаще при камеральной обработке и интерпретации геохимических данных используются статистические методы, основанные на принципе соответствия/распознавания образа. Для этого на основе математико-статистического аппарата производится геохимическое моделирование. В качестве обучающего элемента используются качественные характеристики приповерхностных эманаций на эталонных участках с установленной нефтегазоносностью и без признаков нефтегазоносности (фон).

Для реализации алгоритма распознавания геохимического образа залежи используются алгоритмы машинного обучения и самообучения, реализованные на базе статистических методов - дискриминантный анализ (ДА) и нейросетевой анализ (НС) [2, 3]. Использование двух методов позволяет увеличить вероятность корректного отнесения полевых проб к соответствующим классам. В случае отнесения пробы к классу «нефть» по двум методам данная проба будет с большей вероятностью являться нефтеподобной.

В случае отсутствия на территории работ поисково-разведочных скважин обработка многомерной геохимической информации и её геологическая интерпретация обычно сводится к классификации проб на обособленные группы методами кластерного анализа. В случае если в районе работ находятся продуктивные или непродуктивные скважины, то осуществляется эталонная классификация (калибровка) с выделением проб, распределение компонент в которых схоже с распределением их в районе скважины (метод распознавания образов с обучением). Наборы калибровочных эталонных проб являются основой для процесса геохимического моделирования и возможностей определения различий нефтеподобных («залежь») и фоновых («сухо/вода») проб основного поля.

Результаты работ

После проведения химико-аналитических исследований модулей-сорберов был получен исходный массив геохимических данных. С целью определения дальнейшей стратегии статистической обработки данных в программном ком-

плексе STATISTICA 12 было проведено изучение всего массива с целью определения закона распределения, наиболее точно характеризующего представленные геохимические данные (выборку). По форме полученной гистограммы частот можно предположить, что данные имеют логнормальный закон распределения, характеризующийся ярко выраженной левосторонней асимметрией распределения плотности. Математическое ожидание равно 1,35, а медиана и мода 0,6 и 0,5 соответственно, что также характерно для логнормального распределения (рис. 1).

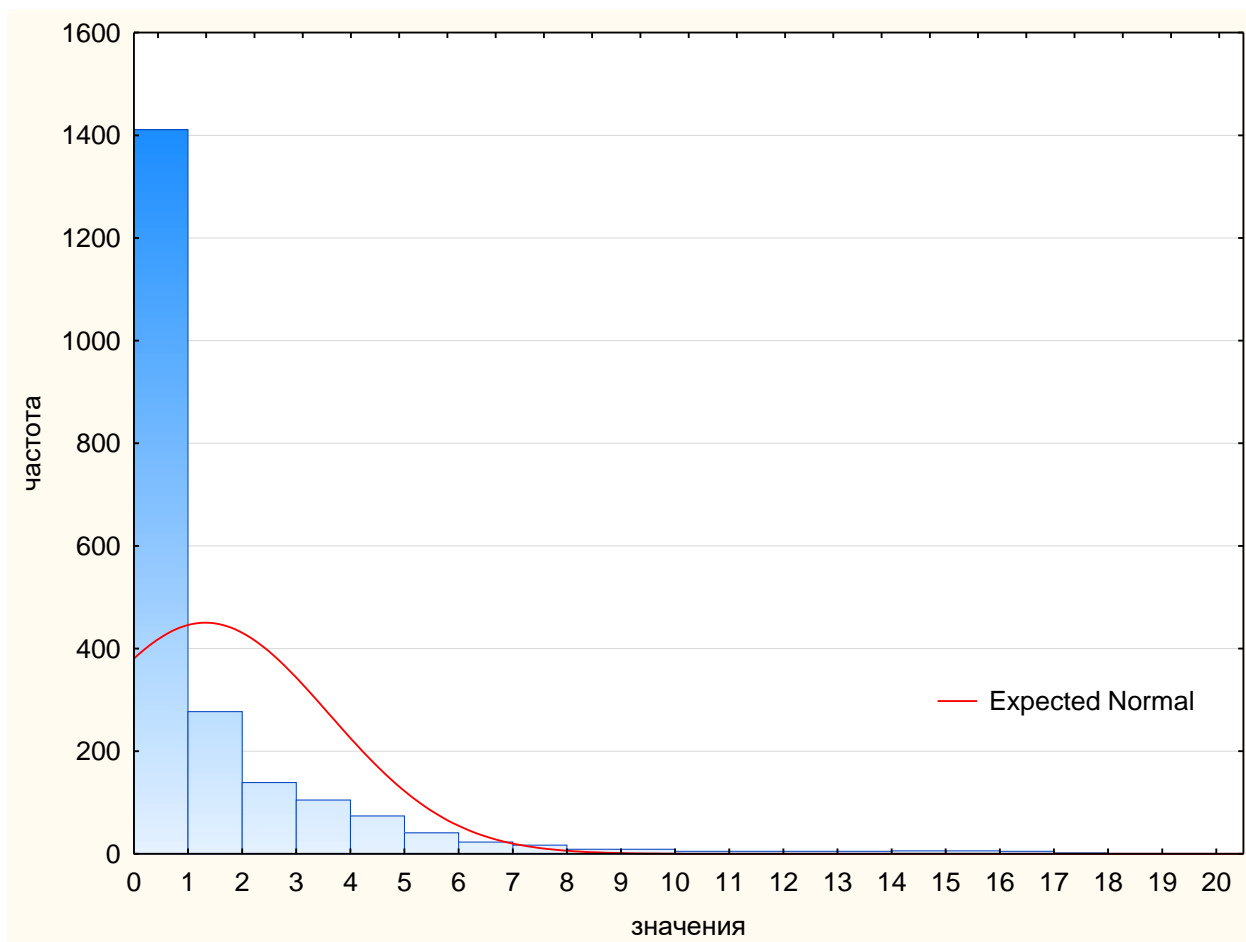


Рис. 1. Гистограмма распределения геохимических данных, полученных после химико-аналитических анализов модулей-сорберов

Как известно, если массив случайная величина имеет логнормальное распределение, то её логарифм имеет нормальное распределение и характеризуется теми же параметрами. Поэтому исходный массив геохимических данных был прологарифмирован и получен модифицированный массив данных. Предварительно все нулевые значения были заменены на минимальные значения.

По вновь полученному массиву данных в программном комплексе STATISTICA 12 была построена гистограмма частот (рис. 2).

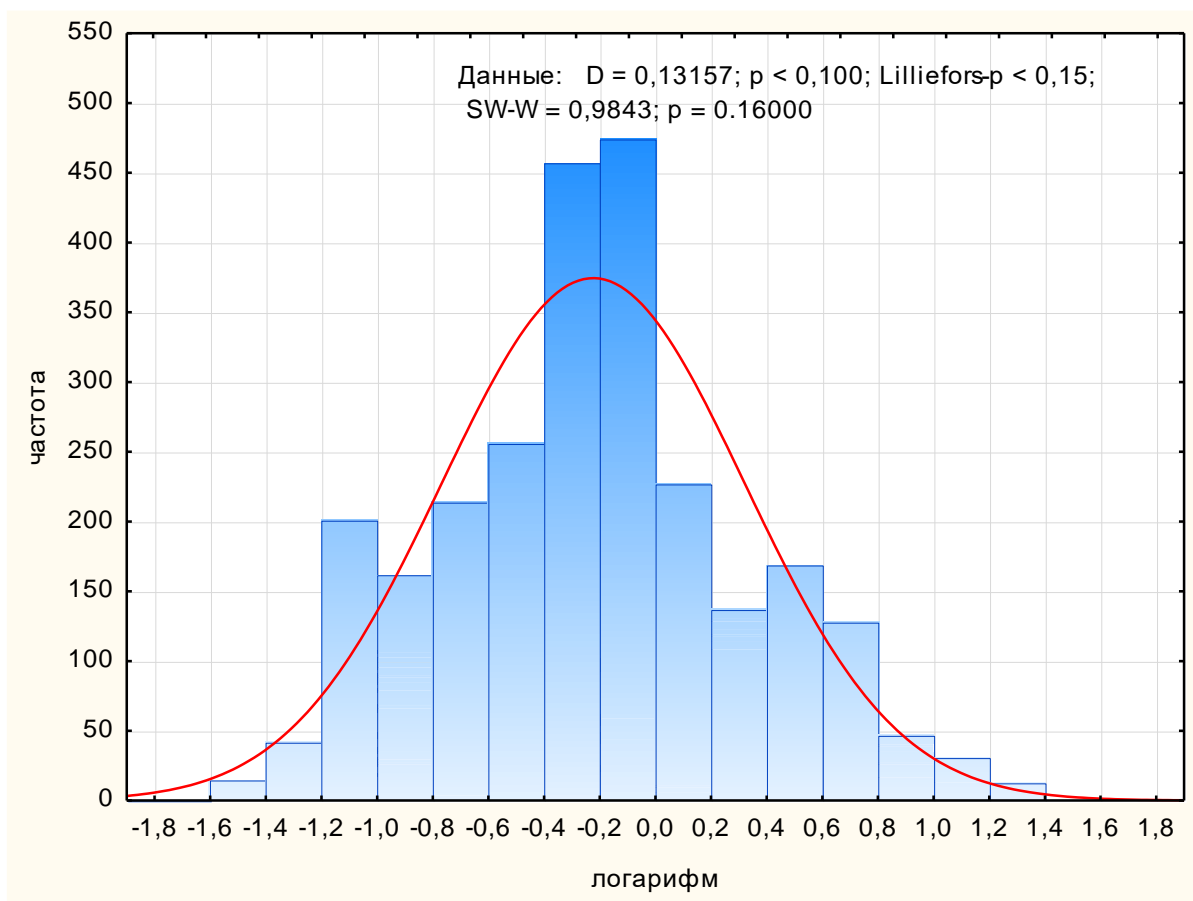


Рис. 2. Гистограмма распределения геохимических данных, полученных логарифмирования исходного массива данных

По форме полученной гистограммы можно предположить, что данные имеют нормальный закон распределения, характеризующийся колоколообразной формой. Математическое ожидание, медиана и мода примерно равны (-0,22, -0,22 и -0,3 соответственно), что характерно для нормального распределения. Дополнительно была проведена проверка гипотезы о нормальности распределения. Для этого были использованы имеющиеся в программном комплексе STATISTICA 12 критерии Колмогорова-Смирнова, Лиллиефорса и Шапиро-Уилка. На графике приведены значения вероятностей для данных критериев. Видно, что значения вероятностей для всех трёх статистик больше критического значения 0,05. На основании чего можно принять предположение о нормальном законе распределения модифицированного многомерного массива геохимических данных и применять статистические методы анализа.

В первую очередь для контроля качества полученных геохимических данных, с помощью канонического дискриминантного анализа, программном комплексе STATISTICA 12 проведено сравнение аналитических данных полевых проб; контрольных транспортных и лабораторных проб.

В результате сравнения установлено, что пробы хорошо разделились на классы (рис. 3). Компактное расположение и расхождение между центрами

групп контрольных и полевых проб указывает на то, что последние содержат достоверный сигнал, не связанный с техногенным загрязнением или условиями проведения анализа. Это означает, что полученные геохимические данные можно использовать для дальнейшей статистической обработки для распознавания геохимического образа продуктивной залежи.

Далее была проведена классификация геохимических данных с обучением на скважинах-эталонах, т.е. отнесение данных к определённым классам. Для этого был выполнен дискриминантный и нейросетевой анализы в программном комплексе STATISTICA 12.

Все пробы вокруг продуктивной скважины были использованы для определения общей качественной характеристики геохимического образа нефтяного коллектора в приповерхностных отложениях («нефть»). Аналогичным образом, все пробы вокруг непродуктивной скважины, были использованы для определения качественной характеристики геохимического образа сухого коллектора («сухо/вода»).

В результате проведения дискриминантного пошагового анализа были установлены УВ-компоненты, которые оказывают наибольший дискриминирующий эффект и вносят существенный вклад в разделение проб по классам. В модели было получено 100% разделение проб по классам вокруг продуктивной и непродуктивной скважин.

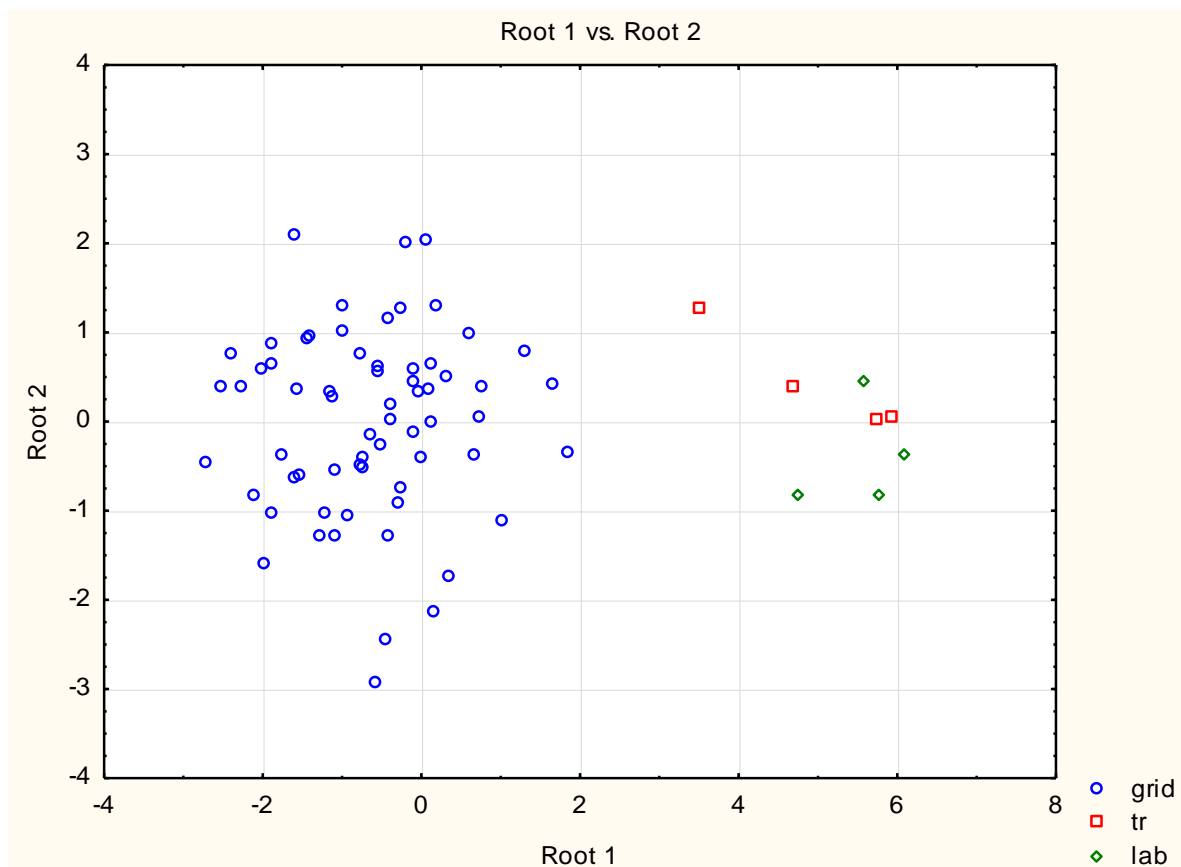


Рис. 3. Распределение модулей-сорберов: полевые – «grid», контрольных транспортных - «tr» и контрольных лабораторных – «lab»

Все пробы, отобранные вокруг продуктивной скважины, отнесены к классу «нефть», а все пробы, отобранные вокруг непродуктивной скважины, отнесены к классу «сухо/вода». Таким образом, в результате геохимического моделирования, на основе обучающих выборок по калибровочным пробам, была рассчитана модель, пригодная для адекватного разделения массива полевых проб на два класса – «нефть» и «сухо/вода». По итогам дискриминантного анализа были получены классификации полевых проб и рассчитаны апостериорные вероятности отнесения каждой полевой пробы к классу «нефть» или «сухо/вода». При этом априорная вероятность была принята по умолчанию, пропорционально размеру групп эталонных проб.

В результате дискриминантного анализа были выделены несколько аномальных зон с вероятностью более 70% и количеством пикетов не менее 3х.

Для подтверждения выделенных на основе дискриминантного анализа аномальных зон было проведено распознавание геохимического образа продуктивной скважины на основе нейронных сетей. В качестве обучающей выборки было использовано 70 % всех калибровочных проб вокруг продуктивной и непродуктивной скважин. На контрольную и тестовую выборку пришлось по 15 % всех калибровочных проб. Архитектура сети выбрана на основе многослойного персептрона (MLP). Алгоритм обучения был выбран по умолчанию (автоматический поиск сети). При ранжировании рядовых полевых проб рассчитаны вероятности отнесения рядовых полевых проб к одному из классов – «нефть» или «сухо/вода». В модели было получено 100% разделение проб по классам вокруг продуктивной и непродуктивной скважин. На основе обученной нейронной сети была проведена классификация полевых проб, рассчитаны вероятности отнесения проб к одному из классов – «нефть» или «сухо/вода». Выделены несколько аномальных зон с вероятностью более 70% и количеством пикетов не менее 3-х.

Выводы

Проведённые работы показали целесообразность применения статистической обработки многомерных геохимических данных в комплексе геохимических работ.

На основе проведённого дискриминантного и нейросетевого анализов с обучением по скважинам-эталонам, был получен качественный геохимический образ продуктивной скважины в приповерхностных отложениях.

Аномальные участки, выделенные по результатам статистического анализа, отражают особенности субвертикальной миграции углеводородов и пространственного распределения УВ-компонентов в приповерхностных отложениях, что существенно облегчает геологическую интерпретацию геохимического поля.

С учётом достоверности расчёта геохимического образа продуктивных отложений по скважине данные аномальные зоны являются проекцией на дневную поверхность участков возможного скопления углеводородов в осадочном разрезе.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Петухов А.В., Старобинец И.С. Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений. - М.: Недра, 1993. - 332с.
2. Дубров А.М., Мхитарян В.С., Трошин Л.И., Многомерные статистические методы. - Москва, «Финансы и статистика», 2000. – 352с.
3. Боровиков В.П., Нейронные сети. Statistica Neural Networks. Методология и технологии современного анализа данных. – 2- е изд. – М.: Горячая линия – Телеком, 2008. – 392с.

REFERENCES

1. Petuhov A.V., Starobinec I.S. Osnovy teorii geohimicheskikh polej uglevodorodnyh skoplenij. M.: Nedra, 1993. 332s.
2. Dubrov A.M., Mhitaryan V.S., Troshin L.I., Mnogomernye statisticheskie metody. - Moskva, «Finansy i statistika», 2000. – 352s.
3. Borovikov V.P., Nejronnye seti. Statistica Neural Networks. Metodologiya i tekhnologii sovremennogo analiza dannyh. – 2- e izd. – M.: Goryachaya liniya – Telekom, 2008. – 392s.

© *Р. И. Тимшанов, С. А. Шешуков, 2021*

ИЗМЕНЕНИЕ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКОГО ПОЛЯ ГОРИЗОНТА Ю₁ ВЕРХ-ТАРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ

Анастасия Сергеевна Фаустова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, инженер, e-mail: FaustovaAS@ipgg.sbras.ru

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3/6, к.г.-м.н., зав. лабораторией, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа и кафедры общей и региональной геологии

Светлана Александровна Павлова

АО «Новосибирскнефтегаз», 630004, Россия, г. Новосибирск, ул. Ленина, 21/1, к. 2, главный специалист по геологии, e-mail: PavlovaSA@novng.ru

Анатолий Витальевич Черных

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Федор Федорович Дульцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Светлана Владимировна Рыжкова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: RizhkovaSV@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа

Приводятся результаты комплексного анализа геолого-промысловой информации с целью оценки изменения гидрогеохимического поля нефтяной залежи пласта Ю₁ Верх-Тарского месторождения при ее разработке в период с 1994 по 2021 гг. Основной эксплуатационный объект находится на IV стадии падающей добычи. Обводненность продукции добывающего фонда скважин достигает до 98 % при накопленной добыче 14,86 млн тонн (на 1 мая 2021 г). С 2015 года наблюдается рост общей минерализации подтоварных вод, что объясняется процессами их смешения с контурными водами по периферии залежи при снижении пластового давления и более минерализованными водами пласта Ю₁², поступающими при совместной эксплуатации.

Ключевые слова: подтоварные воды, разработка, гидродинамический режим, гидрогеохимическое поле, обводненность, горизонт Ю₁, Верх-Тарское нефтяное месторождение, Западная Сибирь

CHANGE IN THE HYDROGEOCHEMICAL FIELD OF THE U₁ HORIZON OF THE VERKH-TARSKOYE OIL FIELD IN THE PROCESS OF DEVELOPMENT

Anastasiya S. Faustova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., engineer, e-mail: FaustovaAS@ipgg.sbras.ru

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., PhD, head of the laboratory, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., associate professor.

Svetlana A. Pavlova

JSC «Novosibirskneftegaz», 630004, Russia, Novosibirsk, 21/1 (2), Lenin st., Chief Specialist in Geology, e-mail: PavlovaSA@novng.ru

Anatoliy V. Chernykh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Fedor F. Dultsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Svetlana V. Ryzhkova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Senior Researcher, e-mail: RyzhkovaSV@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., associate

The results of a comprehensive analysis of geological and field information are presented in order to assess changes in the hydrogeochemical field of the oil reservoir of the U₁ horizon of the Verkh-Tarskoye oil field during its development in the period from 1994 to 2021. The main production facility is at the IV stage of declining production. The water cut of the production wells stock reaches 98% with cumulative production of 14.86 million tons (as of May 1, 2021). Since 2015, there has been an increase in the TDS of produced water, which is explained by the processes of their mixing with circuit waters along the periphery of the reservoir with a decrease in reservoir pressure and more saline waters of the U₁₂ horizon, supplied during joint operation.

Keywords: produced water, development, hydrodynamic regime, hydrogeochemical field, water cut, U₁ horizon, Verkh-Tarskoye oil field, Western Siberia

В 2015 году зафиксировано резкое падение добычи нефти в Новосибирской области обоснованное выработкой запасов основного по объемам Верх-Тарского месторождения. При этом мы наблюдаем фактическое отсутствие инвестиций в геологоразведочные работы по открытию новых и доразведке уже открытых месторождений. Остановлен ввод в эксплуатацию уже открытых залежей углеводородов. Детальные исследования полного химического состава попутных (подтоварных) вод в России не проводятся. Как правило в промышленных хими-

ческих лабораториях изучается в лучшем случае 6-и компонентный состав и измеряется величина общей минерализации.

Гидрохимические исследования в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений проводятся с 60-х годов прошлого века. Это связано не только с дешевизной, простотой производственных операций и химических анализов, но и с его высокой информативностью, обеспеченной способностью пластовых вод выступать в качестве индикатора совокупных техногенных воздействий, и его значимостью для оценки состояния окружающей среды и природных вод [1-12].

Верх-Тарское нефтяное месторождение расположено в северо-западной части Новосибирской области в Северном районе (рис. 1). Оно контролируется одноименным куполовидным поднятием, выявленным сейсморазведочными работами МОВ в 1968-1969 гг. Поисковое бурение на структуре было начато в 1970 г. Месторождение открыто поисковой скв. № 1, расположенной в своде структуры. Геологический разрез представлен отложениями юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возраста. На месторождении выявлено две залежи: 1) в горизонте М палеозойского комплекса пород и 2) Ю₁ верхней части васюганской свиты верхнеюрского возраста. Основным добычным объектом является залежь пласта Ю₁.

Особенности гидрогеологического строения, гидродинамики, геотермического режима недр и гидрогеохимии нефтегазоносных отложений изучаемого региона рассмотрены нами ранее [13-19]. В рамках настоящей работы впервые обобщены результаты химико-аналитических исследований проб подтоварных вод, выполненных в лаборатории Верх-Тарского нефтяного промысла (более 7500 анализов). С 2019 по 2021 гг. на Верх-Тарском промысле производился отбор проб подтоварных, пластовых и технологических вод.

Лабораторное изучение химического состава методами титриметрии, ионной хроматографии, масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ИСП) проводилось в Проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии Инженерной школы природных ресурсов ТПУ. Анализ комплекса изотопных отношений δD , $\delta^{18}O$, $^{87}Sr/^{86}Sr$, $^{87}Rb/^{86}Sr$, $\delta^{13}C_{DIC}$ вод и растворенного неорганического углерода проводился в центре коллективного пользования Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН.

Разработка залежи продуктивного горизонта Ю₁ ведется с 1994 года. Технологическая схема разработки неоднократно корректировалась в связи с изменениями геологической модели, обусловленными обобщением геологической информации, а также результатами сейсморазведочных работ 3D, проведенных в конце 1990-х годов, которые показали более сложный характер залежи. На данный момент месторождение находится на IV стадии разработки [8].

Не смотря, на то, что обводненность продукции достигла своего «максимума» в 2020 году и составила 98%, месторождение продолжает оставаться рентабельным. Так накопленная добыча нефти на май 2021 года составила более чем 14,86 млн тонн.



Рис. 1. Обзорная карта района исследований

1 – административные границы; месторождения: 2 – нефтяные, 3 – нефтегазоконденсатные, 4 – газоконденсатные и газовые; 5 – местоположение района исследований

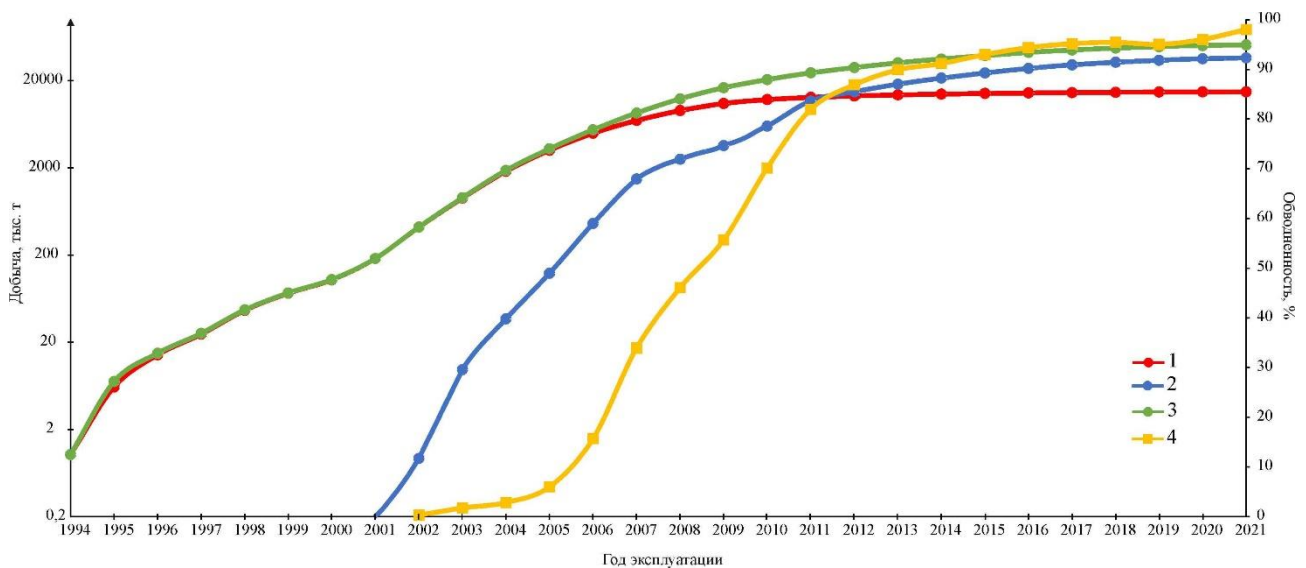


Рис.2 Характеристика добычи и обводненности продукции (залежь Ю₁) Верх-Тарского месторождения. Условные обозначения: накопленная добыча: 1 - нефти, 2 – воды, 3 – жидкости; 4 – обводненность.

Изученные пластовые воды залежи Ю₁ однородны по своему химическому составу и принадлежат к хлоридному натриевому типу (по С.А. Щукареву) с ве-

личной общей минерализации от 28 до 46 г/дм³. Пластовые воды характеризуются нейтральными и слабо щелочными значениями pH изменяющимися в интервале 7,4-7,9. В катионном составе доминирует Na⁺, концентрации которого достигают до 13-17 г/дм³, а в анионном составе – Cl⁻, с содержаниями до 20-23 г/дм³. Происходит закономерное увеличение содержаний Cl⁻, Na⁺, Mg²⁺, Ca²⁺, K⁺, микроэлементов: Br⁻, I⁻, B⁺, NH₄⁺, Sr²⁺ и других (табл.1). В микроэлементном составе повышены содержания (мг/дм³): Sr до 1328, Ba до 358, Si до 31,4, Li до 7,1 и Mn до 3,2. С ростом общей минерализации в растворе также накапливаются в следующих концентрациях тяжелые металлы (мкг/дм³): Zn до 370, Co до 70, Cu до 60, Cd до 40, Mo до 30, Pb до 20, Sn до 20, Ni до 10. Повышенным содержанием хрома до 0,1 мг/дм³ отличаются воды в скв. 507, тогда как фоновые значения ниже на математический порядок. Среди РЗЭ наибольшие концентрации отмечаются (мкг/дм³): у La до 20,8, Eu до 7,9, Gd до 1,8 и Dy до 0,57.

Выявлена широкая вариация изотопных отношений δD (от -74,7 ‰ до -69,5 ‰) и $\delta^{18}O$ (от -8,3 ‰ до -6,9 ‰) вод, которые расположены значительно ниже GMWL. Изотопные отношения $\delta^{13}C_{DIC}$ исследованных вод варьируют в диапазоне от -18,8 ‰ до -1,4 ‰. Отношение Sr⁸⁷/Sr⁸⁶ изученных проб находится значительно ниже современных морских вод и варьирует у подземных вод верхнеюрских отложений в интервале от 0,70654 до 0,70664. За счет процессов смешения все изученные воды разрабатываемой залежи схожи по изотопным отношениям $\delta D - \delta^{18}O$, $\delta^{13}C - \delta^{18}O$, $^{87}Rb/^{86}Sr - \delta^{18}O$, $^{87}Sr/^{86}Sr - \delta^{18}O$ и $^{87}Sr/^{86}Sr - ^{87}Rb/^{86}Sr$. Они находятся в одной области с водами апт-альб-сеноманского водоносного комплекса, которые изначально выступали в качестве агента заводнения и поступали в систему поддержания пластового давления [20].

На гидрогеохимическое поле разрабатываемой залежи оказывал влияние в первую очередь агент заводнения, поступающий через сеть нагнетательных скважин, во-вторых, техногенные жидкости после применения технологии гидроразрыва пласта и кислотной обработки призабойной зоны. На момент начала полномасштабной эксплуатации залежи пласта Ю₁ в 2009 году значения общей минерализации подтоварных вод по фонду добывающих скважин варьировало в широком интервале от 11 до 48 г/дм³, при среднем значении 35,8 г/дм³ (таблица). Такие высокие значения общей минерализации обусловлены преобладанием родных пластовых вод. При постепенном заводнении коллектора с помощью системы поддержания пластового давления (ППД) значения минерализации уменьшались, ввиду смешения пластовых вод с нагнетаемыми апт-альб-сеноманскими. На общем фоне хорошо видны аномалии, обусловленные мероприятиями, проводимыми со скважинами (рис. 3, г).

Залежь пласта Ю₁ к настоящему времени практически полностью разбурена эксплуатационными скважинами. Общий фонд на январь 2021 года составляет 177 единиц, из них 46 действующих. Добывающий действующий фонд насчитывает 42 скважины. Нагнетательный фонд, обеспечивающий работу системы ППД, представлен 4 скважинами (рис. 4). В процессе освоения залежи бурились новые эксплуатационные скважины, и в 2009 году число действующих нефтяных скважин достигло 94 единиц, а затем постепенно уменьшалось. С 2003 года нача-

лось активное наращивание нагнетательного фонда, и в 2015 году количество действующих скважин в системе ППД составило 76 единиц.

Средний химический состав подтоварных вод залежи Ю₁.

Год	Макрокомпоненты, г/дм ³					Величина общей минерализации, г/дм ³	Кол-во проб, шт.
	Na ⁺ + K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻		
2009	11,86	1,29	0,71	21,54	0,72	35,77	15
2010	10,60	0,88	0,53	17,60	0,54	29,58	69
2011	8,52	1,09	0,33	17,30	0,53	27,93	390
2012	10,95	1,12	0,43	18,67	0,59	31,17	1008
2013	11,61	1,10	0,45	18,10	0,56	31,26	1012
2014	10,66	1,22	0,42	18,35	0,57	30,65	984
2015	10,76	1,07	0,42	19,11	0,61	31,36	879
2016	10,29	1,00	0,46	18,52	0,58	30,27	806
2017	10,41	1,02	0,36	18,42	0,58	30,21	683
2018	10,32	1,08	0,40	18,55	0,54	30,35	610
2019	9,93	1,02	0,36	17,72	0,55	29,03	560
2020	10,16	0,99	0,32	17,92	0,71	30,09	519
2021	9,94	1,00	0,30	17,52	0,61	29,49	63

Поскольку попутные (подтоварные) воды – продукт смешения пластовых и закачиваемых в систему ППД флюидов возникает острая необходимость в их правильной диагностике для целей гидрогеохимического мониторинга добычи углеводородов, проведения трассерных исследований и т.д.

На момент разведки месторождения, пластовые воды горизонта Ю₁¹, характеризовались величиной общей минерализации от 28 г/дм³ до 46 г/дм³. Как показали результаты промысловых гидрогеохимических исследований на момент активной эксплуатации залежи в 2009 году средние значения достигали тех же величин (35,77 г/дм³). С ростом объемов нагнетаемых вод минерализация закономерно падала, поскольку у вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса величина общей минерализации составляет 20-24 г/дм³. Этот процесс хорошо виден на картах за 2011 – 2014 годы (рис.3, а-в).

С 2015 года отмечается устойчивый тренд роста величины общей минерализации подтоварных вод до 31-33 г/дм³. Этот факт можно объяснить двумя основными причинами. Первая связана с вовлечением в эксплуатацию пласта Ю₁², воды которого характеризуются величиной общей минерализации до 46 г/дм³. Во-вторых, установлено поступление более минерализованных законтурных вод в залежь за счет снижения пластовых давлений по ее периферии. На гидрогеохимическом поле разрабатываемой залежи отчетливо проявляется технологическое воздействие (бурение новых скважин, гидроразрыв пласта, кислотная обработка

призабойной зоны, простой скважин и т.д.). На рис. 3г хорошо проявлена одна из таких аномалий, расположенная в юго-западной части залежи, которая связана с бурением и запуском новой скважины.

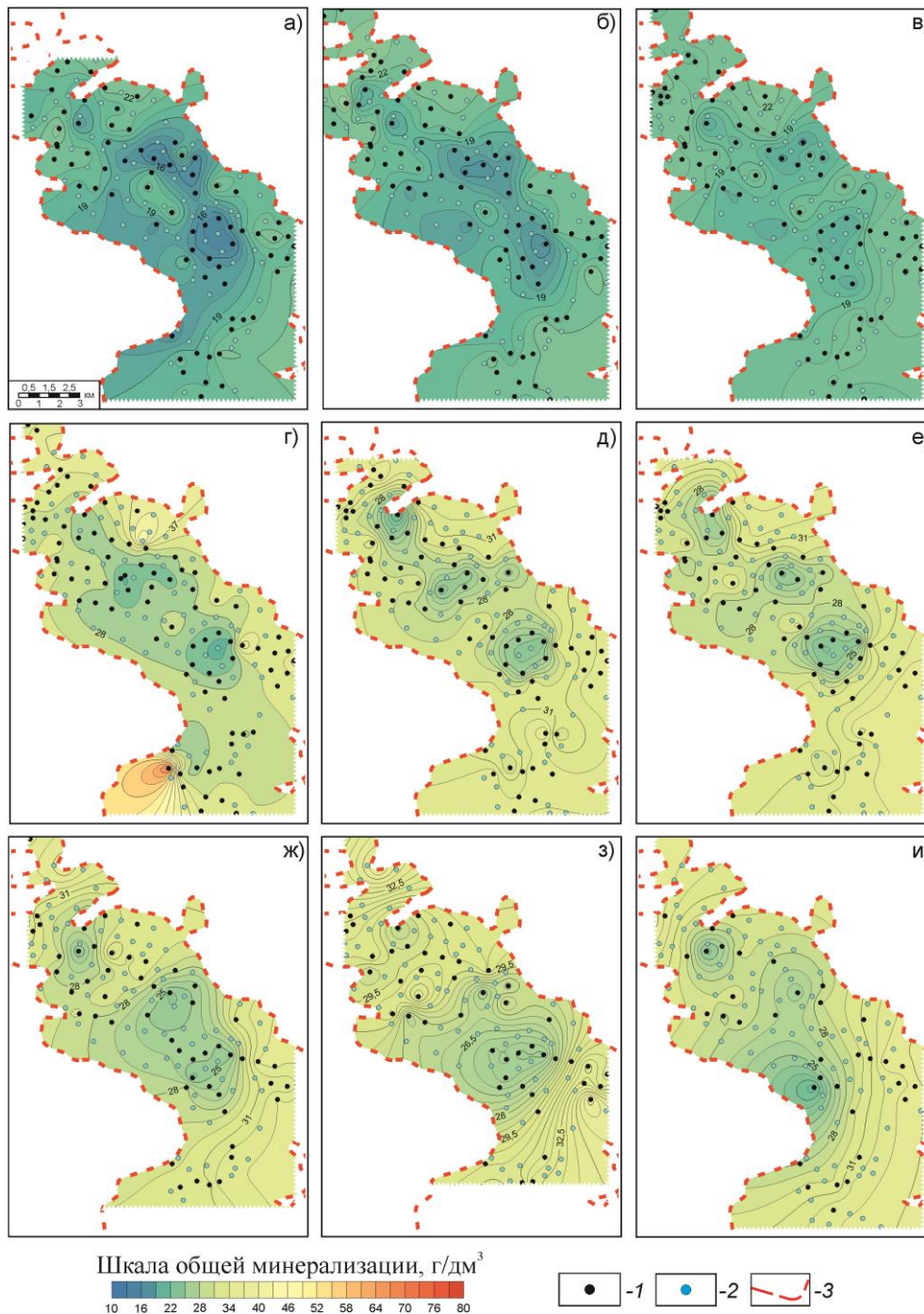


Рис. 3. Карты общей минерализации пласта Ю₁:

а) ноябрь 2011, б) ноябрь 2013, в) ноябрь 2014, г) октябрь 2015, д) сентябрь 2016, е) август 2017, ж) декабрь 2018, з) ноябрь 2019, и) январь 2021; условные обозначения: 1- добывающие скважины, 2- нагнетательные скважины, 3- внешний контур нефтегазоносности залежи Ю₁.

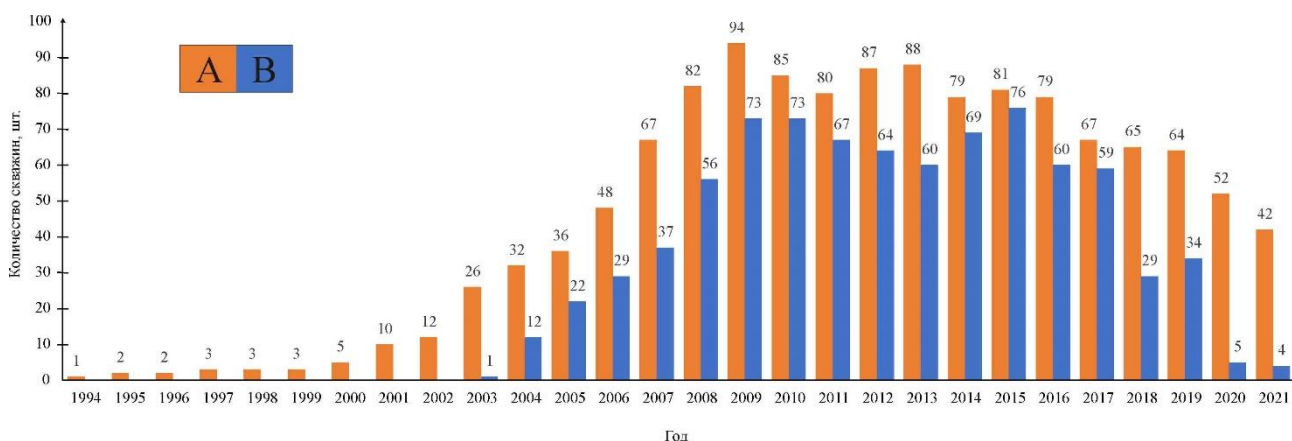


Рис. 4. Состояние фонда добывающих и нагнетательных скважин в период с 1994 по 2021 гг. Условные обозначения: скважины: добывающие: А – нефтяной действующий фонд, В – нагнетательный действующий фонд.

Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025 и РФФИ и Правительства Новосибирской области в рамках научного проекта № 19-45-540006.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ахундов А.Р., Буряковский Л.А., Рачинский М.З., Мехтиев Т.Н. К вопросу контроля процесса заводнения газоконденсатных залежей по гидрохимическим зонам // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1967. – № 1. – С. 7-9
2. Мехтиев Ш.Ф., Ахундов А.Р., Ворошилов Е.А. Влияние искусственного заводнения на гидрохимию нефтяного пласта. Баку: Маариф, 1969. 344 с. Конторович А.Э. Пути освоения ресурсов нефти и газа Российского сектора Арктики // Вестник РАН. – 2015. – Т. 85. – № 5-6. – С. 420-430
3. Никаноров А.М., Сокирко Л.Е. Изучение процессов смешения вод нефтяных месторождений на модели пласта в условиях высоких давлений и температур // Нефтяное хозяйство. – 1973. – № 12. – С. 36-40
4. Порошин В.Д., Гуляев В.Г., Радченко М.В., Мельничук И.С., Маракасов Б.В. Возможности гидрохимического мониторинга при анализе и контроле разработки нефтяных месторождений (на примере Тимано-Печорской провинции) // Территория нефтегаз. – 2011. – № 11. – С. 62-67
5. Порошин В.Д., Хайнак В.П. Взаимодействия в системе порода-вода при разработке залежей нефти в подсолевых и межсолевых отложениях (на примере Припятского прогиба) // Литология и полезные ископаемые. – 2000. – № 5. – С. 544-553
6. Муляк В.В. Гидрогеохимия техногенеза при разработке нефтяных месторождений // Геология нефти и газа. – 2008. – №3. – С. 61-67
7. Муляк В.В., Порошин В.Д., Гуляев В.Г., Маракасов Б.В. Гидрохимический мониторинг – инновационное направление анализа и контроля разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №3. – С. 45-49
8. Новиков Д.А., Павлова С.А., Кузнецов Д.Ю., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Рыжкова С.В. Состояние разработки залежи Ю1 Верх-Тарского нефтяного месторождения на январь 2019 года // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2019. – Т. 2. – № 1. – С. 109-116
9. Новиков Д.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Содержание редкоземельных элементов в подземных водах верхнеюрских отложений Верх-Тарского нефтяного месторождения (Западная Сибирь) // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2019. – Т. 2. – № 1. – С. 141-148

10. Новиков Д.А., Шохин А.Е., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Формы миграции химических элементов в подземных водах горизонта Ю1 Верх-Тарского нефтяного месторождения (юг Западной Сибири) // Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН. – 2019. – № 16. – С. 448-453
11. Новиков Д.А., Павлова С.А., Рыжкова С.В., Фаустова А.С., Черников А.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Гидрогеохимический мониторинг разработки нефтяной залежи горизонта Ю1 Верх-Тарского месторождения (Западная Сибирь) // Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН. – 2020. – № 17. – С. 406-410.
12. Novikov D.A., Pavlova S.A., Kuznetsov D.Yu., Ryzhkova S.V., Chernikov A.A. Contemporary development state of reservoir Yu1, the Verkh-Tarskoe oilfield (south of Western Siberia) // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – Т. 1451. – №012008
13. Вакуленко Л.Г., Николенко О.Д., Новиков Д.А., Ян П.А. Изотопно-геохимические особенности аутигенных карбонатов продуктивного горизонта Ю1 Верх-Тарского нефтяного месторождения (юг Западной Сибири) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2020. – № 4 (44). – С. 20-28
14. Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. О геотермической зональности нефтегазоносных отложений северо-западных районов Новосибирской области // Известия высших учебных заведений. – Нефть и газ. – 2018. – № 5. – С. 69-76
15. Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Сесь К.В., Ефимцев Н.А., Шохин А.Е. Нефтегазовая гидрогеохимия доюрских комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 12. – С. 39-54
16. Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Шохин А.Е., Юдин С.В., Ефимцев Н.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Результаты моделирования водно-газовых равновесий в пределах нефтегазоносных отложений Обь-Иртышского междуречья // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2018. – Т. 1. – С. 77-84
17. Новиков Д.А., Шохин А.Е., Черников А.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 70-81
18. Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Рыжкова С.В. Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 85-94
19. Садыкова Я.В., Фомин М.А., Рыжкова С.В., Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Прогноз нефтегазоносности юрских и палеозойских отложений южных районов Западно-Сибирского бассейна // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 9. – С. 114-127
20. Новиков Д.А., Пыряев А.Н., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф., Рыжкова С.В. Первые данные по изотопному составу пластовых вод разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 2. – С. 59-72

REFERENCES

1. Ahundov A.R., Buryakovskij L.A., Rachinskij M.Z., Mekhtiev T.N. K voprosu kontrolya processa zavodneniya gazokondensatnyh zalezhej po gidrohimicheskim zonam // Azerbajdzhanskoe neftyanoe hozyajstvo. – 1967. – № 1. – S. 7-9
2. Mekhtiev SH.F., Ahundov A.R., Voroshilov E.A. Vliyanie iskusstvennogo zavodneniya na gidrohimiyu neftyanogo plasta. Baku: Maarif, 1969. 344 s. Kontorovich A.E. Puti osvoeniya resursov nefti i gaza Rossijskogo sektora Arktiki // Vestnik RAN. – 2015. – Т. 85. – № 5-6. – S. 420-430
3. Nikanorov A.M., Sokirko L.E. Izuchenie processov smesheniya vod neftnyah mestorozhdenij na modeli plasta v usloviyah vysokih davlenij i temperatur // Neftyanoe hozyajstvo. – 1973. – № 12. – S. 36-40

4. Poroshin V.D., Gulyaev V.G., Radchenko M.V., Mel'nichuk I.S., Marakasov B.V. *Vozmozhnosti gidrohimicheskogo monitoringa pri analize i kontrole razrabotki neftyanyh mestorozhdenij (na primere Timano-Pechorskoj provincii) // Territoriya neftegaz. – 2011. – № 11. – S. 62-67*
5. Poroshin V.D., Hajnak V.P. *Vzaimodejstviya v sisteme poroda-voda pri razrabotke zalezhej nefti v podsolevyh i mezhsoleyh otlozheniyah (na primere Pripyatskogo progiba) // Litologiya i poleznye iskopaemye. – 2000. – № 5. – S. 544-553*
6. Mulyak V.V. *Gidrogeohimiya tekhnogeneza pri razrabotke neftyanyh mestorozhdenij // Geologiya nefti i gaza. – 2008. – №3. – S. 61-67*
7. Mulyak V.V., Poroshin V.D., Gulyaev V.G., Marakasov B.V. *Gidrohimicheskij monitoring – innovacionnoe napravlenie analiza i kontrolya razrabotki neftyanyh mestorozhdenij // Neftyanoe hozyajstvo. – 2013. – №3. – S. 45-49*
8. Novikov D.A., Pavlova S.A., Kuznecov D.YU., Dul'cev F.F., CHernyh A.V., Ryzhkova S.V. *Sostoyanie razrabotki zalezhi YU1 Verh-Tarskogo neftyanogo mestorozhdeniya na yanvar' 2019 goda // Interekspo Geo-Sibir'. – 2019. – T. 2. – № 1. – S. 109-116*
9. Novikov D.A., CHernyh A.V., Dul'cev F.F. *Soderzhanie redkozemel'nyh elementov v podzemnyh vodah verhneyurskih otlozhenij Verh-Tarskogo neftyanogo mestorozhdeniya (Zapadnaya Sibir') // Interekspo Geo-Sibir'. – 2019. – T. 2. – № 1. – S. 141-148*
10. Novikov D.A., SHohin A.E., CHernyh A.V., Dul'cev F.F. *Formy migracii himicheskikh elementov v podzemnyh vodah gorizonta YU1 Verh-Tarskogo neftyanogo mestorozhdeniya (yug Zapadnoj Sibiri) // Trudy Fersmanovskoj nauchnoj sessii GI KNC RAN. – 2019. – № 16. – S. 448-453*
11. Novikov D.A., Pavlova S.A., Ryzhkova S.V., Faustova A.S., CHernikov A.A., Dul'cev F.F., CHernyh A.V. *Gidrogeohimicheskij monitoring razrabotki neftyanoj zalezhi gorizonta YU1 Verh-Tarskogo mestorozhdeniya (Zapadnaya Sibir') // Trudy Fersmanovskoj nauchnoj sessii GI KNC RAN. – 2020. – № 17. – S. 406-410*
12. Novikov D.A., Pavlova S.A., Kuznetsov D.Yu., Ryzhkova S.V., Chernikov A.A. *Contemporary development state of reservoir Yu1, the Verkh-Tarskoe oilfield (south of Western Siberia) // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – T. 1451. – №012008*
13. Vakulenko L.G., Nikolenko O.D., Novikov D.A., YAn P.A. *Izotopno-geohimicheskie osobennosti autigennyh karbonatov produktivnogo gorizonta YU1 Verh-Tarskogo neftyanogo mestorozhdeniya (yug Zapadnoj Sibiri) // Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri. – 2020. – № 4 (44). – S. 20-28*
14. Novikov D.A., Ryzhkova S.V., Dul'cev F.F., CHernyh A.V. *O geotermicheskoj zonal'nosti neftegazonosnyh otlozhenij severo-zapadnyh rajonov Novosibirskoj oblasti // Izvestiya vysshih uchebnyh zavedenij. – Neft' i gaz. – 2018. – № 5. – S. 69-76*
15. Novikov D.A., Ryzhkova S.V., Dul'cev F.F., CHernyh A.V., Ses' K.V., Efimcev N.A., SHohin A.E. *Neftegazovaya gidrogeohimiya doyrskih kompleksov yuzhnyh rajonov Ob'-Irtyskogo mezhdurech'ya // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2018. – T. 329. – № 12. – S. 39-54*
16. Novikov D.A., Ryzhkova S.V., SHohin A.E., YUdin S.V., Efimcev N.A., CHernyh A.V., Dul'cev F.F. *Rezultaty modelirovaniya vodno-gazovyh ravnesij v predelakh neftegazonosnyh otlozhenij Ob'-Irtyskogo mezhdurech'ya // Interekspo Geo-Sibir'. – 2018. – T. 1. – S. 77-84*
17. Novikov D.A., SHohin A.E., CHernikov A.A., Dul'cev F.F., CHernyh A.V. *Geohimiya vodorastvorennyh gazov neftegazonosnyh otlozhenij yuzhnyh rajonov Ob'-Irtyskogo mezhdurech'ya // Izvestiya vysshih uchebnyh zavedenij. Neft' i gaz. – 2019. – № 4. – S. 70-81*
18. Novikov D.A., Dul'cev F.F., CHernyh A.V., Ryzhkova S.V. *Gidrodinamicheskie osobennosti neftegazonosnyh otlozhenij yuzhnyh rajonov Ob'-Irtyskogo mezhdurech'ya // Georesursy. – 2019. – T. 21. – № 4. – S. 85-94*
19. Sadykova YA.V., Fomin M.A., Ryzhkova S.V., Novikov D.A., Dul'cev F.F., CHernyh A.V. *Prognoz neftegazonosnosti yurskih i paleozojskih otlozhenij yuzhnyh rajonov Zapadno-Sibirskogo*

bassejna // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2019. – T. 330. – № 9. – S. 114-127

20. Novikov D.A., Pyryaev A.N., Chernyh A.V., Dul'cev F.F., Ryzhkova S.V. Pervye dannye po izotopnomu sostavu plastovyh vod razrabatyvaemyh neftyanyh mestorozhdenij Novosibirskoj oblasti // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2021. – T. 332. – № 2. – S. 59-72

*© А. С. Фаустова, Д. А. Новиков, С. А. Павлова,
А. В. Черных, Ф. Ф. Дульцев, С. В. Рыжкова, 2021*

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ АЛДАНО-МАЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Андрей Михайлович Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Игорь Алексеевич Губин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Сергей Александрович Моисеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент

В статье рассматривается история изучения территории Алдано-Майской нефтегазоносной области, в ходе которой были выявлены многочисленные признаки нефтегазоносности. Приводится описание нефтегазоносных комплексов осадочных толщ. Показано, что перспективы открытия новых месторождений нефти и газа в Алдано-Майской НГО оцениваются достаточно высоко.

Ключевые слова: Алдано-Майская нефтегазоносная область, нефтегазоносные комплексы мела, юры, триаса, перми, кембрия, венда, рифея

OIL AND GAS COMPLEXES OF THE ALDANO-MAY OIL AND GAS REGION

Andrei M. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Senior Researcher, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Igor A. Gubin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Senior Researcher, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Leading Scientist, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru, Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., Docent

The article discusses the history of the geological study of the Aldan-Maya oil and gas region, during which numerous signs of oil and gas potential were identified. The description of oil and gas bearing complexes of sedimentary strata is given. It is shown that the prospects for the discovery of new oil and gas fields in the Aldan-Maya oil and gas bearing area were assessed quite high.

Keywords: Aldan-Maya oil and gas region, oil and gas complexes of the Cretaceous, Jurassic, Triassic, Permian, Cambrian, Vendian, Riphean

Территория исследования расположена в пределах Лено-Алданского плато в долинах рек Алдан и Амга и их притоков. Первые сведения о геологическом строении Алдано-Майского района были получены во второй половине XIX в. А. Ф. Миддендорфом (1844 г.) и Н. Г. Меглицким (1851 г.). Началом целенаправленных нефтепоисковых работ следует считать геолого-съёмочные работы 1932-1933 гг. выполненные А. А. Леонтовичем на северо-западном склоне Алданской антеклизы. В ходе этих работ было выявлено наличие капельно-жидкой нефти и примазки загустевшей окисленной нефти в терригенно-карбонатных кембрийских отложениях. В 1938 г. при проведении поисковых работ на соли в верховьях р. Лаханда был обнаружен пласт черных среднезернистых кварцевых песчаников, содержащих 10,2–13,1 % битума. В дальнейшем, при геолого-съёмочных работах в бассейне р. Мая было установлено широкое распространение битумопроявлений среди пород терригенно-карбонатного комплекса осадочного чехла. Здесь были встречены битуминозные сланцы, включения асфальтитов в известняках, горизонты закированных песчаников. Также наблюдались примазки нефти по трещинам в горных породах.

С 1963 г. в пределах Аяно-Майского района Хабаровского края Дальневосточным геологическим управлением проводился комплекс геологических и геофизических исследований для оценки перспектив его нефтегазоносности. В 1965 г. Д. К. Горнштейн на основании анализа современного тектонического плана и палеогеографических реконструкций выполнил оценку перспектив нефтеносности среднекембрийских отложений платформенной области северного склона Алданского массива. Гудзенко В.Т. в 1967 г. при изучении материалов геологической съёмки в пределах рассматриваемой территории к возможно нефтепроизводящим толщам отнес рифейские образования омнинской, малгинской, кумахинской и иниканской свит рифея, характеризующиеся благоприятными условиями геохимической среды. Крупные скопления нафтидов были отмечены в песчаниках кандыкской и лахандинской свит.

С 1938 по 2014 гг. на территории исследования было пробурено девять глубоких скважин. В Лахандинской скв. 1 (1939 г.) нефтепроявление было выявлено в отложениях малгинской и ципандинской свитах (R_2). В Нижнеамгинской опорной скв. (1950-51 гг.) нефть и битумы отмечена в усть-юдомской (V), иниканской (C_{1-2}), танхайской и чайской (C_2) свитах. В Джебарики-Хаинской скв. (1951-54 гг.) битумопроявление выявлено в отложениях нижнего и среднего кембрия. Хандыгская скв. 2 (1960 г.) вскрыла отложения от нижнего мела до среднего кембрия, признаков нефтегазоносности обнаружено не было. В Мокуйской скв. 1 (1980-81 гг.) коллектора выявлены в базальных песчаниках устьюдомской свиты венда, в иниканской свите кембрия отмечалось битумопроявление. В Хочомской скв. 1 (1984-85 гг.) отмечена битуминозность хочомской толщи среднего кембрия. Вскрытый разрез параметрической Усть-Майской скв. 366 (2013-2014 гг.) выявил многочисленные нефтебитумопроявления в керне пород кембрия, венда

и верхнего рифея (рис. 1). В 2004-2021 годах на этой территории проводились региональные сейсморазведочные работы.

Обобщение выполненных геологоразведочных работ позволило выделить нефтегазоносные комплексы в протерозойских и фанерозойских отложениях.

Нижнемеловой потенциальный нефтегазоносный комплекс. На исследуемой территории нижнемеловые отложения вскрыты на севере Алдано-Майской НГО тремя скважинами – Хандыгской, Нижнеалданской и Ивановской. Промышленные притоки УВ на соседней Вилюйской НГО не получены. Нефтепроявления были отмечены на Бергеинской площади. Битумопроявления в виде капельных выделений и натеков по трещинам установлены на Томпороукском участке колонкового бурения, расположенном в 40 км к северо-востоку от п. Хандыга. В Ивановской скв. 1 из низов батылыкской свиты (инт. 1931-1940 м) при испытании в открытом стволе получен приток пластовой воды дебитом 91 м³/сут., содержащей растворенный газ. В остальных скважинах притока не получено. Флюидоупором могут служить алевроито-глинистые отложения верхней части свиты (рис. 2). Керн при бурении не отбирался. Нижнемеловой потенциальный нефтегазоносный комплекс может быть перспективен на севере и северо-востоке Алдано-Майской НГО.

Верхне-среднеюрский потенциальный нефтегазоносный комплекс промышленно продуктивен на Средневилу́йском и Усть-Вилу́йском месторождениях Вилюйской НГО. Притоки газа получены из отложений бергеинской, марыкчанской и нижневилу́йской свит. На территории Алдано-Майской НГО верхнеюрские отложения вскрыты Хандыгской, Хочомской, Усть-Майской и Ивановской скважинах. В Ивановской скважине из отложений средней юры получен приток воды и фильтрат бурового раствора. Коллекторами могут служить мелкозернистые песчаники и светло-серые алевролиты с прослоями аргиллитоподобных глин сугджинской свиты. Марыкчанская свита верхней юры, сложенная тонким прослаиванием серых аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей рассматривается в качестве флюидоупора. Верхне-среднеюрский потенциальный нефтегазоносный комплекс может быть перспективен в центральных и северных районах Алдано-Майской НГО.

Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс. Промышленные притоки газа из песчаников и алевролитов кызылсырской свиты получены на Соболох-Неджелинском, Мастахском, Средневилу́йском, Нижнетюкянском и Усть-Вилу́йском месторождениях Вилюйской НГО. Региональным флюидоупором являются глинистые и алевроито-глинистые породы сунтарской свиты средней юры. Нижнеюрские отложения развиты на большей части территории Алдано-Майской НГО за исключением южных районов, где на дневную поверхность выходят породы верхнего рифея. Мощность нижнеюрских отложений изменяется от 0 до 350 м. Коллектора здесь также, как и на Вилюйской НГО можно ожидать в кызылсырской свите, а флюидоупором служат песчано-алеврито-глинистые отложения сугджинской свиты стратиграфический аналог сунтарской свиты. При испытании в Ивановской скважине из отложений юры получена пластовая вода.

Система / Эонотема	Отдел / Субэонотема	Свита	Площади глубокого бурения								
			Нижнеамгинская	Джеберики-Хайнская	Хандыгская	Лахандинская	Нижнеалданская	Хочомская	Мокуйская	Усть-Майская	Ивановская
К	К ₁	батылыкская									○
J	J ₃	марыкчанская, нижневиллюйская									
	J ₁	килляхская, красноалданская									
T	T ₂₋₃	бегиджанская									
	T ₁	сыгынканская, мономская									
P	P ₂	дюлюнгская									
Є	Є ₂	устьмайская, чайская	■▲	■							
		танхайская, хочомская толща	▲	■							
	Є ₁	иниканская	■	■				■	■	■	
V	верхний	усть-юдомская	▲							■	
		сарданинская									
Рифей (Rf)	верхний	кандыкская								■	
		игниканская							■		
		нерюенская							○	■	
	средний	ципандинская				■					
		малгинская				▲					
		тоггинская							■		
	нижний	эннинская							○		
		омахтинская							■		
		гонамская									

■ битумопроявления ▲ нефтепроявления ○ газопроявления □ отсутствие отложений

Рис. 1 Распределение нефте-, газо- и битумопроявлений на площадях Алдано-Майской НГО (серый цвет – отложения не вскрыты, либо отсутствуют)

Система	Отдел	Свита	Толщины, м	Экранирующие и проницаемые комплексы	Региональные резервуары
Меловая	К ₁	хатырыкская	0-400	?	Нижнемеловой
		эксеняхская			
		батылыкская			
Юрская	J ₃	бергеинская марькчанская нижневилнойская	0-530		Верхнеюрский
	J ₂	сугджинская	0-190		
	J ₁	красноалдан., килляхская	0-350		Нижнеюрский
Триасовая	T _{2,3}	бегиджанская	0-180	?	
	T ₁	сыгынканская мономская	0-110		Нижнетриасовый
		таганджинская	0-210		
		неджелинская			
Пермская	P ₂	дюлюнгская	0-200		Верхнепермский
Кембрийская	Є ₂	устьмайская, чайская, хочомская	0-2600		Нижне- среднекембрий- ский
		иниканская		0-50	
	Є ₁	пестроцветная	0-160		
Вендская	V ₂	устьюдомская	180-350		Вендский
		аймская	0-200		
Рифейская	R ₃	устькирбинская	0-3600		Верхнерифей- ский
		кандыкская	0-2000		
		игниканская	0-300		
		нельканская	0-380		
		милконская	0-320		
	кумахинская	0-270			
	R ₂	ципандинская	0-600		Среднерифей- ский
		малгинская	0-620		
		тоттинская (омнинская+ кондерская)	0-450 0-250		
	R ₁	эннинская	0-120		Нижнерифей- ский
омахтинская		0-450			
		гонамская	0-600		

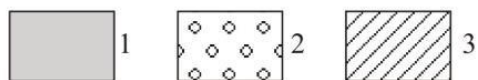


Рис. 2 Нефтегазоносные комплексы Алдано-Майской НГО

1 – нефтегенерирующие отложения, 2 – проницаемые толщи, 3 – экранирующие толщи

Нижнетриасовый нефтегазоносный комплекс промышленно продуктивен на Соболох-Неджелинском, Среднетюнгском, Мастахском, Средневиллюйском, Толонском, Андылахском, Бадаранском, Нижневиллюйском и Усть-Виллюйском месторождениях. Притоки газа получены из отложений мономской и неджелинской свит, представленных алевролитами и песчаниками. Флюидоупором служат песчано-алевритоглинистые отложения таганджинской свиты. На Алдано-Майской НГО в Ивановской скважине 1 нижнетриасовые отложения представлены мономской и сыгынканской свитами с мощностями 56 и 186 м соответственно. Выше залегает бегиджанская свита среднего-верхнего триаса мощностью 179 м.

В целом следует отметить, что значительные перспективы нефтегазоносности мезозойской части разреза могут быть связаны с автохтонной частью верхнемеловых надвиговых комплексов и с возможным существованием локальных глинистых покрышек.

Верхнепермский нефтегазоносный комплекс промышленно продуктивен на Среднетюнгском, Толонском, Мастахском, Средневиллюйском и Соболох-Неджелинском месторождениях. Притоки газа установлены в верхней пачке тарагайской свиты, представленной песчаниками с прослоями алевролитов и углестых аргиллитов (мощностью до 50 м). Флюидоупором верхнепермского нефтегазоносного комплекса служат алевролитоглинистые отложения неджелинской свиты (T_1). На Алдано-Майской НГО отложения перми установлены только в скважине Ивановская-1. Здесь вскрыта дюлюнгская свита (P_2), представленная переслаиванием песчаников и аргиллитов мощностью 114 м. Выше залегает таганджинская свита нижнего триаса, состоящая преимущественно из песчаников с прослоями аргиллитов и сильно опесчаненная мономская свита нижнего триаса мощностью 56 м. При испытании в Ивановской скважине из дюлюнгской свиты была получена пластовая вода.

Нижне-среднекембрийский потенциальный нефтегазоносный комплекс Алдано-Майской НГО развит в пределах Юдомо-Оленекского региона [1]. Комплекс представлен следующими свитами (снизу-вверх): пестроцветная свита, сложенная глинистыми известняками и мергелями, мощностью до 100 м; иниканская свита, состоящая из черных глинистых известняков и мергелей, обогащенных органическим веществом, мощностью 27-60 м; выше залегают среднекембрийские глинисто-алевритистые известняки и мергели усть-майской свиты и ее аналогов, которые перекрыты пестроцветными нодулярными известняками с прослоями мергелей и алевролитов чайской свиты и ее аналогов. Нефтегазоматеринская иниканская свита является аналогом нефтегазоматеринской толщи куонамского комплекса восточной окраины Сибирской платформы и одновозрастна ей (ботомской, тойонский ярус нижнего кембрия – амгинский ярус среднего кембрия). Вышележащие отложения майского возраста (C_2) относятся к клиноформным шлейфам толщи заполнения. Подобные клиноформные отложения хорошо изучены на примере неокома Западной Сибири [2]. По аналогии с ним на Алдано-Майской НГО можно ожидать высокочемкие коллекторы, сформированные в майском веке. В Нижнеамгинской опорной скв. 1 в известня-

ках усть-майской свиты в порах и вдоль трещин микрокливажа отмечается выпоты капельно-жидкой нефти, в отдельных интервалах известняки пропитаны битумом. В разрезе чайской свиты наблюдалась битуминозность в виде тончайших налетов в мергелях с прослоями глинистого известняка. В Хочомской скв. 1 по трещинам и кавернам известняков хочомской толщи развит темно-коричневый битум. В бассейне р. Амга, между скважинами Амгинская опорная и Бологурской гидрогеологической 1П, выявлена протяженная зона нефтебитумопроявлений, связанная с клиноформными известняками майского возраста (Є₂). В этом комплексе можно предполагать наличие миграционных перетоков УВ из доманикоидных отложений в перекрывающие органогенно-обломочные карбонатные породы.

Вендский нефтегазоносный комплекс. Нефтегазоносность отложений венда доказана на Северо-Алданской и Непско-Ботуобинской НГО, где коллекторами являются песчаники и трещиноватые доломиты, а экранирующей толщей служат галогенно-карбонатные породы нижнего кембрия. На территории Алдано-Майской НГО венд представлен усть-юдомской свитой, которая в Нижнеамгинской, Хочомской, Мокуйской скважинах сложена известково-доломитовыми породами. В скважине Усть-Майской нижняя подсвита – преимущественно песчаниковая, а верхняя – существенно карбонатная. В Нижнеамгинской скважине в интервале 945-965 м в доломитах усть-юдомской свиты обнаружена желтовато-бурая жидкая нефть с газом. В Хочомской скв. усть-юдомская свита содержит прослой битуминозных доломитовых известняков с сильным нафтеновым запахом. Д. Л. Ставцев нижнюю подсвиту усть-юдомской свиты рассматривает в качестве нефтематеринского горизонта, а верхнюю – в качестве коллектора. Экраном является пестроцветная свита [3]. Исследования керна скважины Усть-Майская-366 показало относительно низкий нефтегазоносный потенциал усть-юдомской свиты [4].

Верхнерифейский нефтегазоносный комплекс. Промышленная нефтегазоносность рифейских пород доказана только на Юрубченском и Куюмбинском месторождениях в пределах Байкитской антеклизы. На территории Алдано-Майской НГО рифейские отложения развиты в центральных и восточных районах. Выходы на дневную поверхность рифейских пород прослеживаются в правобережье р. Алдан. Верхнерифейские отложения обособляются снизу-вверх в лахандинскую и уйскую серии. Уйская серия представлена усть-кирбинской и кандыкской свитами. По результатам испытания в скв. Усть-Майская 366 первая из них оценивается как водоносная, а вторая – как газовая с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Лакандинская серия разделяется на 4 свиты – кумахинскую, мильконскую, нельканскую и игниканскую. Основные перспективы нефтегазоносности связывают с нельканской и игниканской свитами. Игниканскую свиту, сложенную темноцветными известняками, выделяют к тому же в качестве нефтематеринской толщи [5]. В доломитах игниканской свиты в Усть-Майской скв. 366 по всему интервалу наблюдались вертикальные трещины, выполненные кальцитом и битумом. Из нижних горизонтов верхнерифейских отложений в Мокуйской скважине № 1 был получен приток пластовой воды с рас-

творенным газом, а в Усть-Майской скважине № 366 эти отложения рассматриваются как газовые с чрезвычайно слабыми фильтрационно-емкостными свойствами – практически непроницаемые.

Среднерифейский нефтегазоносный комплекс обособляется снизу вверх в аймчанскую и керпыльскую серии. Керпыльская серия сложена омнинской (тоттинской), кондерской, малгинской и ципардинской свитами. Основные перспективы нефтегазоносности связаны с малгинской и ципандинской свитами. Большинство исследователей малгинскую свиту, сложенную битуминозными известняками с прослоями аргиллитов, рассматривают как нефтематеринскую толщу. В районе Лахандинской скважины ниже малгинской свиты залегает потенциальный природный резервуар для углеводородов, состоящий из флюидоупора – аргиллито-алевролитовой толщи омнинской свиты (150-300 м) и коллектора – песчаников кондерской свиты (100-200 м) [6].

Нижнерифейский нефтегазоносный комплекс изучен слабо и вскрыт только в Мокуйской скв. 1. Перспективы нефтегазоносности могут быть связаны с учурской серией, которая сложена (сверху вниз): эннинской терригенной, омахтинской преимущественно карбонатной и гонамской преимущественно терригенной свитами. В нижней части гонамской свиты отмечены тонкие прослойки черного битума. В Мокуйской скважине получен приток пластовой воды с растворенным газом из отложений эннинской свиты. В качестве возможного горизонта-коллектора рассматривается песчаный горизонт толщиной до 40 м, выявленный в средней части гонамской свиты, экраном для которых могут служить аргиллиты омахтинской свиты.

Выводы

На территории Алдано-Майской НГО выявлены многочисленные признаки нефтегазоносности по всему разрезу осадочной толщи – от рифея до мела.

Нефтегазоносные комплексы мезозоя и перми прослеживаются на территории Алдано-Майской НГО из Вилюйской НГО, где открыто более 10 газовых месторождений.

Нижне-среднекембрийский потенциальный нефтегазоносный комплекс в том виде, который выявлен на Алдано-Майской НГО, не имеет аналогов на территории Сибирской платформы. Близкими по строению является комплекс отложений баженовской свиты и неокома Западной Сибири.

Верхне- и среднерифейский нефтегазоносный комплекс в своём строении может иметь много общего с рифейским комплексом на Байкитской НГО.

Исследования проводились в рамках проекта НИР «Построение моделей геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности фанерозойских и неопротерозойских осадочных комплексов Лено-Тунгусской НГП для формирования программы геологоразведочных работ и лицензирования недр» (№ гос. регистрации АААА-А19-119111490040-5).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы / С.С. Сухов, Ю.А. Шабанов, Т.В. Пегель и др. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016. – Том 1. – 497 с.
2. Конторович В.А. Региональная модель геологического строения и нефтегазоносность неокомских отложений юго-восточных районов Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2002. – №1 (43). – С. 68-77.
3. Ставцев А.Л., Потапов С.В., Неволин Б.С., Гудзенко В.Т. Стратиграфия осадочного чехла восточных склонов Алданского щита в связи с нефтегазоносностью // Советская геология. – 1976. – № 3. – С. 23-33.
4. Шиганова О.В., Грибова И.С., Горбачев В.В. и др. Основные результаты изучения кембрийских, вендских и рифейских пород в параметрической скважине Усть-Майская 366 // Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири: Материалы 2-й науч.-практ. конф. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2015. – Т.2. – С. 163–165.
5. Баженова Т.К., Маргулис Л.С. Нефтегазообразование в Алдано-Майском бассейне Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014 – Т. 9. – № 4. – http://www.ngtp.ru/rub/1/44_2014.pdf.
6. Семихатов М.А., Серебряков С.Н. Сибирский гипостратотип рифея. – М.: Наука, 1983. – 223 с.

REFERENCES

1. Stratigrafiya neftegazonosnyh bassejnov Sibiri. Kembrij Sibirskoj platformy / S.S. Suhov, YU.A. SHabanov, T.V. Pegel' i dr. – Novosibirsk: INGG SO RAN, 2016. – Tom 1. – 497 s.
2. Kontorovich V.A. Regional'naya model' geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnost' neokomskih otlozhenij yugo-vostochnyh rajonov Zapadnoj Sibiri // Geologiya i geofizika. – 2002. – №1 (43). – S. 68-77.
3. Stavcev A.L., Potapov S.V., Nevolin B.S., Gudzenko V.T. Stratigrafiya osadochnogo chekhla vostochnyh sklonov Aldanskogo shchita v svyazi s neftegazonosnost'yu // Sovetskaya geologiya. – 1976. – № 3. – S. 23-33.
4. SHiganova O.V., Gribova I.S., Gorbachev V.V. i dr. Osnovnye rezul'taty izucheniya kembrijских, vendskih i rifejskih porod v parametricheskoj skvazhine Ust'-Majskaya 366 // Geologiya, geofizika i mineral'noe syr'e Sibiri: Materialy 2-j nauch-prakt. konf. – Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2015. – T.2. – S. 163–165.
5. Bazhenova T.K., Margulis L.S. Neftegazooobrazovanie v Aldano-Majskom bassejne Sibirskoj platformy // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. – 2014 – T. 9. – № 4. – http://www.ngtp.ru/rub/1/44_2014.pdf.
6. Semihatov M.A., Serebryakov S.N. Sibirskij gipostratotip rifeya. – M.: Nauka, 1983. – 223 s.

© А. М. Фомин, И. А. Губин, С. А. Мусеев, 2021

**ПРОГНОЗ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ
НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ
И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ
(НА ПРИМЕРЕ РАЗРЕЗОВ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ ХМАО)**

Михаил Александрович Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., зав. лабораторией, e-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова 2, старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа ГГФ

Рашид Маратович Саитов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, e-mail: SaitovRM@ipgg.sbras.ru

Елена Анатольевна Костырева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru

Светлана Владимировна Рыжкова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: RzhkovaSV@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа ГГФ

Инга Сергеевна Сотнич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, e-mail: SotnichIS@ipgg.sbras.ru

Вика Георгиевна Эдер

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: EderVG@ipgg.sbras.ru

В статье представлена разработанная авторами методика расчета литологического состава баженовской свиты Западной Сибири. Она основывается на выявленных взаимосвязях между минерально-компонентным составом пород и их физическими свойствами. Обоснован физический смысл выявленных связей. Показана удовлетворительная сходимость расчетных значений и данных по керну. Описаны возможности использования разработанной методики в скважинах, не охарактеризованных керновым материалом, и ограничения для ее применения.

Ключевые слова: баженовская свита, керн, ГИС, литологический состав, методика

PREDICTION OF THE LITHOLOGICAL COMPOSITION OF THE BAZHENOV FORMATION BASED ON INTEGRATED INTERPRETATION OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL MATERIALS (ON THE EXAMPLE OF CROSS-SECTIONS IN THE NORTHERN REGIONS OF KHANTY-MANSI AUTONOMOUS AREA)

Mikhail A. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Head of the Laboratory, e-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., Senior Lecturer.

Rashid M. Saitov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Junior Researcher, e-mail: SaitovRM@ipgg.sbras.ru

Elena A. Kostyreva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Senior Researcher, e-mail: KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru

Svetlana V. Rizhkova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Senior Researcher, e-mail: RizhkovaSV@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., Assistant Professor.

Inga S. Sotnich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: SotnichIS@ipgg.sbras.ru

Vika G. Eder

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Senior Researcher, e-mail: EderVG@ipgg.sbras.ru

The article presents a methodology developed by the authors for calculating the lithological composition of the Bazhenov Formation in Western Siberia. It is based on the identified relationships between the mineral-component composition and physical properties of rocks. The physical meaning of the identified connections has been substantiated. Satisfactory convergence of the calculated values and core data is shown. Possibilities of using the developed technique in wells not characterized by core material and limitations for its application are described.

Keywords: Bazhenov Formation, core, well-logging data, lithological composition, methods

Баженовская свита является основным объектом для прироста запасов нефти в зрелой Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на средне- и долгосрочную перспективу. В настоящее время ведущие недропользователи страны ведут опытно-промышленную эксплуатацию этих отложений на своих лицензионных участках. Объемы добычи нефти из этих низкопроницаемых пород в значительной степени определяются их литологией.

Особенностью баженовской свиты на севере Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) является значительное количество в верхней части разреза карбонатных конкреций, которые содержатся, главным образом, в «кокколито-

вой» пачке в верхней части свиты [1], представленной микститами кероген-карбонатно-кремнистыми. Средняя часть разреза состоит из темно-серых микститов кероген-кремнистых с прослоями силицитов-радиоляритов с частыми прослоями реликтов раковин двустворок. В нижней половине разреза преобладают темно-бурые массивные силициты и силициты керогеновые с прослоями радиоляритов. Восточнее, на Повховской площади, в нижней части свиты присутствует пачка карбонатизированных радиоляритов [1].

Важной особенностью баженовской свиты является неоднородность ее минерально-компонентного состава по разрезу [1, 2]. Кроме того, разрезы, находящиеся друг от друга на расстоянии несколько десятков километров, могут быть существенно различными [3, 1, 2]. Эти различия обусловлены особенностями седиментации и постседиментационных преобразований пород баженовских отложений. Соответственно, для детального понимания геологии этой свиты необходимо изучать керн по густой сетке скважин (каждые 5-10 км), что попросту невозможно ввиду большой дороговизны и длительности аналитических исследований керна.

Ранее были предложены методики расчета литотипов (по данным ГИС) в разрезе баженовской свиты на Салымском месторождении [4, 5]. На наш взгляд, такой подход вносит некоторый субъективизм в оценку литологии этой толщи, поскольку разными коллективами [6, 5, 7, 8] породы баженовской свиты классифицируются по-разному. Наиболее объективным нам кажется расчет (на основе данных ГИС) содержания основных породообразующих компонентов баженовской свиты. Наряду с кремнистым, глинистым, карбонатным материалом и органическим веществом, значимым минеральным компонентом является и образовавшийся в диагенезе пирит, содержание которого в некоторых образцах в верхней части разреза превышает 10 % [9].

Известны литологические модели, основанные на успешной литолого-электрофизической интерпретации данных электромагнитных зондирований для определения вещественного состава баженовской свиты [10, 11].

В настоящей статье предлагается методика расчета литологического состава баженовской свиты на основе данных электрического и радиоактивного каротажа. Представленный авторами подход основан на выявлении и обосновании физических связей между минерально-компонентным составом пород и данными указанных видов каротажа.

В качестве объектов исследования выбраны разрезы баженовской свиты в северной части ХМАО (Рис. 1). В скважине Дружная I авторами выявлены физические связи между литологическим составом баженовской свиты и данными электрического (БК – боковой каротаж, микрокаротаж: МГЗ – микроградиент зонд, МПЗ – микропотенциал зонд, МБК – микробоковой каротаж) и радиоактивного (ГК – гамма-каротаж, НГК – нейтронный гамма-каротаж, НКТЬ и НКТМ – нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (большой и малый зонды), ГГК-П – гамма-гамма плотностной каротаж) каротажа. Для корректного выполнения исследования все данные ГИС были нормированы, т.е. пересчитаны в диапазоне от 0 до 1 по методике, приведенной в работе [5]. Скважина Дружная I считается

базовой скважиной для дальнейших исследований. После этого в программном пакете GeoOffice Solver с помощью статистических графиков были проанализированы трехмерные зависимости содержания каждого компонента от данных нескольких видов каротажа, которые послужили основой расчета их содержания в породе.

Результаты

Радиоактивность черносланцевых пород находится в тесной связи с содержанием в них органического вещества (ОВ) [12, 13], которое является сорбентом урана из морской воды. Соответственно, чем выше в толще концентрация ОВ, тем выше будет радиоактивность таких отложений. Основным фактором, влияющим на современную плотность пород баженовской свиты, является содержание в ней органического вещества (керогена согласно [6]) и глинистых минералов. В верхней приграничной части разреза баженовской свиты концентрация органического вещества уменьшается, возрастает содержание пирита. В перекрывающих породах мегийонской свиты увеличивается количество глинистых минералов, следствием чего является увеличение общей плотности пород. Эта закономерность прослеживается и в полученных авторами результатах. Содержание органического вещества в баженовской свите имеет устойчивую связь с радиоактивным каротажем: ГК (Рис. 2а), ГГК-П (Рис. 2б), НКТБ, а концентрации глинистых минералов в БС и перекрывающих отложениях лучше всего коррелируют с ГГК-П (рис. 3).

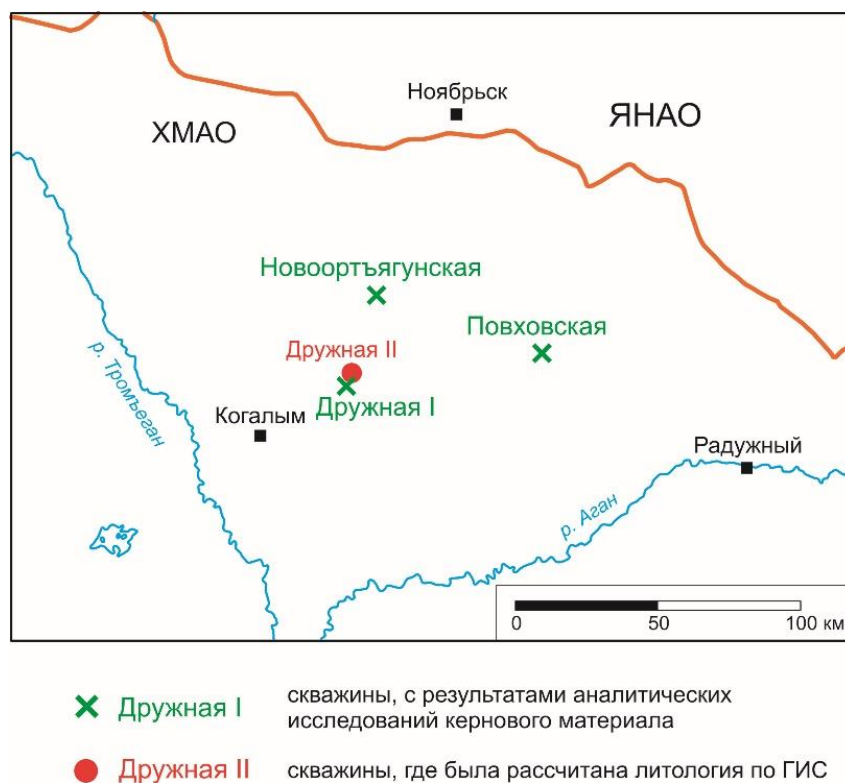


Рис. 1 Обзорная карта территории исследования

Концентрации пирита находятся в тесной корреляции с удельным электрическим сопротивлением – значениями бокового и микробокового каротажа. Такие устойчивые связи объясняются тем, что содержание пирита в большинстве случаев тесно связано с концентрациями ОВ [5, 9] (в том числе и жидких углеводородов) баженовской свиты, которые, в свою очередь, характеризуются высоким электрическим сопротивлением.

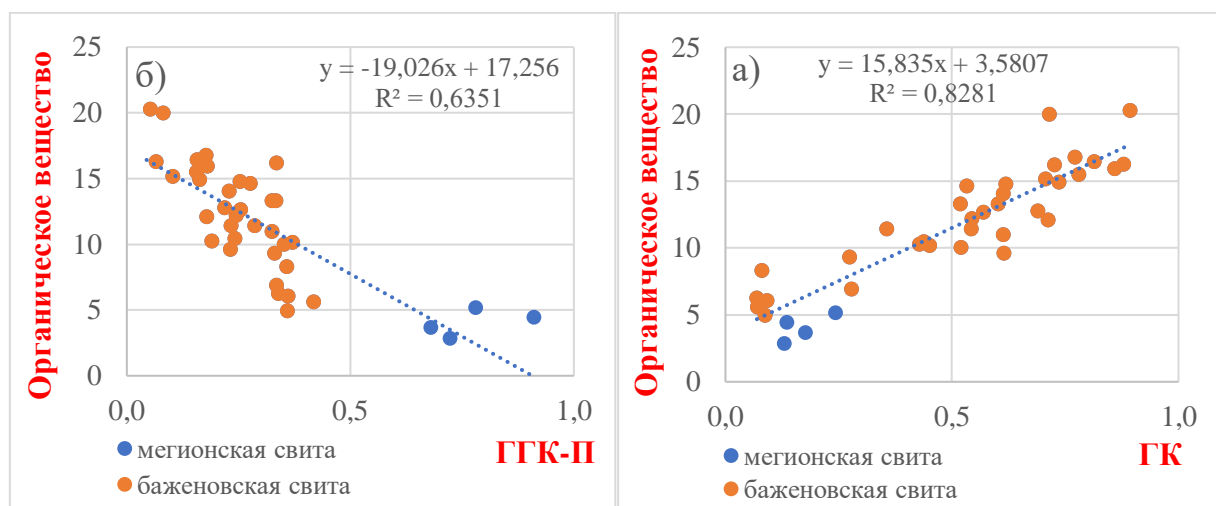


Рис. 2 Взаимосвязь содержания органического вещества и значений гамма-каротажа (а) и гамма-гамма плотностного (б) каротажа

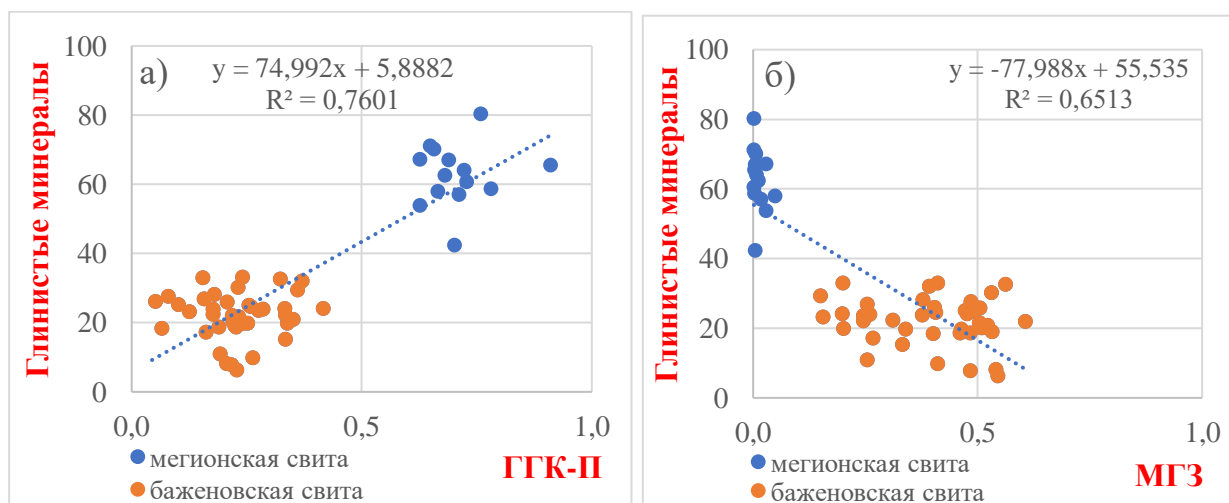


Рис. 3 Взаимосвязь содержания глинистых минералов и значений гамма-гамма плотностного (а) каротажа и значений микроградиент зонда (б)

Содержание кремнистого материала имеет хорошо выраженную связь с удельным электрическим сопротивлением пород. Концентрации карбонатного материала коррелируют со значениями нейтронного каротажа и удельным электрическим сопротивлением.

Полученные расчетные кривые хорошо увязываются с данными по керну (Рис. 4), что подтверждается высокими значениями величины достоверной аппроксимации (R^2), которая для разных компонентов изменяется от 0.7 до 0.88. Представленная объемная модель (Рис. 4) наглядно показывает относительное содержание основных породообразующих компонентов в баженовской свите и их распределение по разрезу.

На основе установленных взаимосвязей керн-ГИС было рассчитано содержание основных компонентов в скважине Дружная II, которая находится на расстоянии около 5 км от скважины Дружная I (Рис. 1). Близкое расположение скважин и единые диапазоны значений всех видов ГИС позволяют предполагать схожий литологический состав баженовской свиты, поэтому полученные расчетные данные можно считать кондиционными. Важно отметить, что сумма полученных расчетных значений содержания породных компонентов в скважине Дружная II составила около 100% в каждой точке разреза.

Используя зависимости керн-ГИС, полученные в скважине Дружная I, был рассчитан литологический состав баженовской свиты в скважине Повховская, расположенной примерно в 35 км (Рис. 5). Было установлено, что расчетные кривые содержания кремнистого материала и пирита неудовлетворительно сопоставляются с данными по керну. Расчетное содержание органического вещества, глинистого и карбонатного материалов также хуже коррелирует с фактическими данными, чем в базовой скважине. В этой связи сделан вывод о невозможности корректного использования выявленных связей керн-ГИС на таких расстояниях от базовой скважины.

Также предлагаемая методика расчета не применима в сильно слоистых разрезах, когда образцы, отобранные на расстоянии 5-7 см друг от друга, имеют значимо разный минеральный состав. Например, верхняя часть разреза на

Новоортьягунской площади представлена переслаиванием микститов кероген-глинисто-кремнистых и кероген-кремнисто-карбонатных с реликтами кокколлит. Толщина этих прослоев составляет 3-5 см [2], что намного меньше разрешающей способности приборов ГИС, не превышающей 30-40 см. В таких слоистых разрезах породы с существенно разной литологией будут иметь одинаковые значения физических параметров, что не позволяет установить связи керн-ГИС.

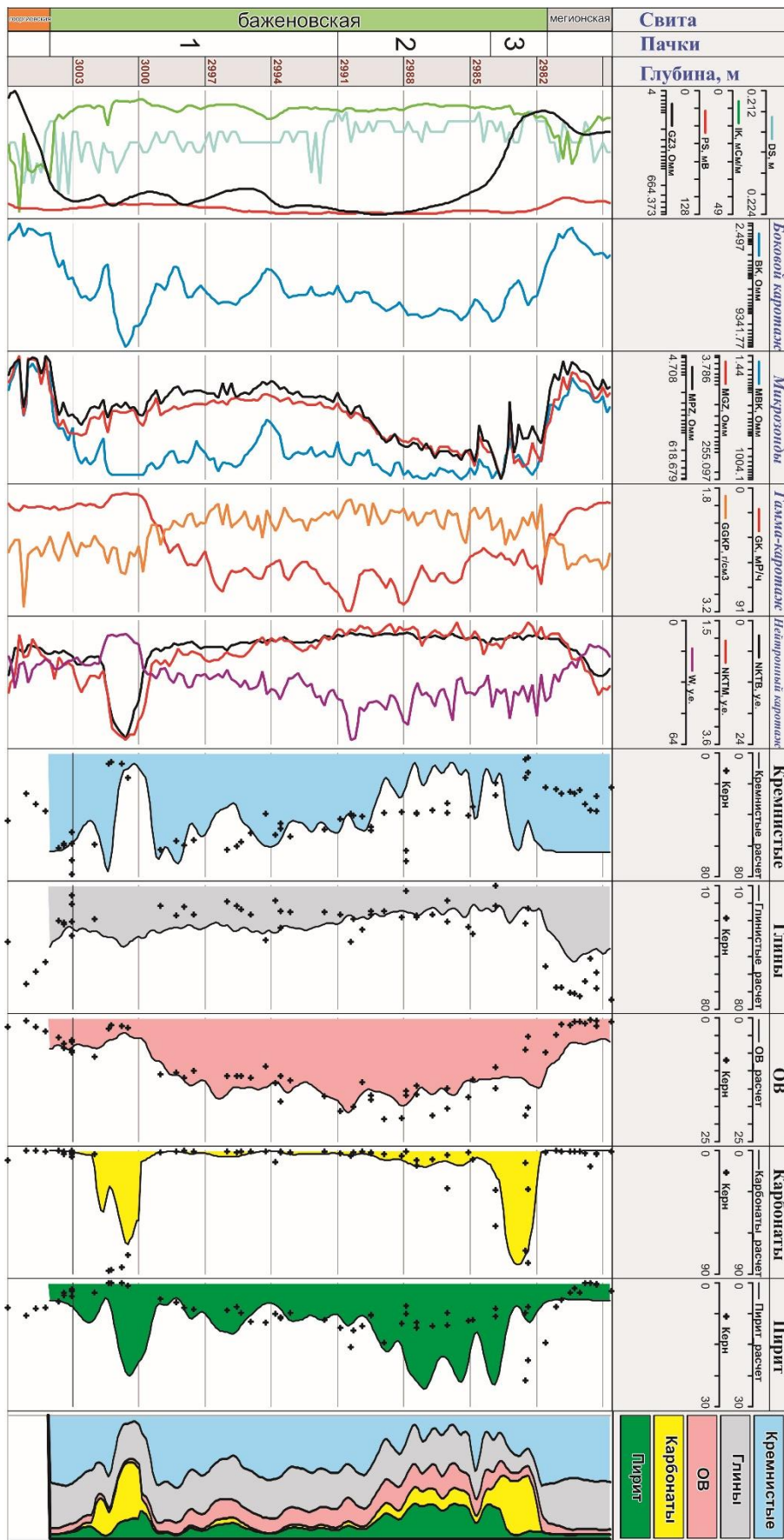


Рис. 5 Геолого-геофизический планшет по скважине Повховская

Выводы

На основе анализа данных широкого комплекса электрического и радиоактивного каротажа и результатов аналитических исследований керна разработана методика расчета концентраций основных породообразующих компонентов баженовской свиты, построена их объемная модель для одной из скважин Дружной площади. Показано, что полученные зависимости можно использовать для достоверного расчета литологического состава баженовской свиты в близко расположенных скважинах, не охарактеризованных керновым материалом. Обоснована невозможность использования предлагаемой методики в тонкослоистых разрезах ввиду того, что толщина прослоев намного меньше разрешающей способности геофизических скважинных зондов.

Исследование выполнено при финансовой поддержке проектов Программы ФНИ 0266-2019-0006 и № 0331-2019-0022, а также Проекта РФФИ 20-35-90049 Аспиранты.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Жигульский И.А. Литология баженовской свиты в районах Хантейской гемиантеклизы и Межовского мегамыса Западно-Сибирского нефтегазонального бассейна // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 87 – 96.
2. Эдер В.Г., Костырева Е.А., Юрченко А.Ю., Балущкина Н.С., Сотнич И.С., Козлова Е.В., Замирайлова А.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.
3. Коробова Н.И., Макарова О.М., Калмыков Г.А., Петракова Н.Н., Юрченко А.Ю., Шарафутдинов В.Ф., Корост С.Р., Калабин В.В. Основные типы разрезов нефтеносной баженовской свиты на северо-востоке Сургутского свода // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2015. – № 5. – С.54-61.
4. Павлова М.А., Эдер В.Г., Замирайлова А.Г. Модель баженовской свиты на примере данных участка Салымского месторождения // Геология нефти и газа. – 2015. – №3. – С. 57-62.
5. Калмыков Г.А., Балущкина Н.С. (2017). Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. – М: ГЕОС. – 246 с.
6. 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.
7. Макарова О.М., Коробова Н.И., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А., Балущкина Н.С., Белохин В.С., Козлова Е.В., Косоруков В.Л., Мануилова Е.А. Основные типы пород баженовской свиты на Сургутском своде и сопредельных территориях // Георесурсы. – 2017. – С. 155-164.
8. Немова В.Д. Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 13-17.
9. Эдер В.Г. Пиритизация пород зон перехода черносланцевой толщи к вмещающим отложениям на примере баженовской свиты Западной Сибири // Литология и полезные ископаемые. – 2020. – № 3. – С. 257-271.
10. Глинских В.Н., Федосеев А.А. Новый подход к литолого-электрофизической интерпретации данных электромагнитных зондирований в интервалах баженовской свиты // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2019. – № 4. – С. 80-88.
11. Эпов М.И., Глинских В.Н., Петров А.М., Сухорукова К.В., Федосеев А.А., Нечаев О.В., Никитенко М.Н. Частотная дисперсия электрофизических характеристик и электриче-

ская анизотропия пород баженовской свиты по данным электрокаротажа // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 62-64.

12. Неручев С.Г. Эпохи радиоактивности в истории Земли и развитие биосферы // Геология и геофизика. – 1976. – № 5. – С. 3-13.

13. Неручев С.Г. Взаимосвязь эпох накопления органического вещества и урана с рубежами развития органического мира // Геохимия современных ископаемых осадков: Материалы VIII Международного конгресса по органической геохимии – 1982. – С. 5-15.

REFERENCES

1. Eder V.G., Zamirajlova A.G., ZHigul'skij I.A. Litologiya bazhenovskoj svity v rajonah Hantejskoj gemianteklizy i Mezhovskogo megamysa Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo bassejna // Geologiya nefti i gaza. – 2016. – № 6. – S. 87 – 96.

2. Eder V.G., Kostyreva E.A., YUrchenko A.YU., Balushkina N.S., Sotnich I.S., Kozlova E.V., Zamirajlova A.G., Savchenko N.I. Novye dannye o litologii, organicheskoj geohimii i usloviyah formirovaniya bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri // Georesursy. – 2019. – T. 21. – № 2. – S. 129-142.

3. Korobova N.I., Makarova O.M., Kalmykov G.A., Petrakova N.N., YUrchenko A.YU., SHarafutdinov V.F., Korost S.R., Kalabin V.V. Osnovnye tipy razrezov neftenosnoj bazhenovskoj svity na severo-vostoke Surgut'skogo svoda // Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4: Geologiya. – 2015. – № 5. – S.54-61.

4. Pavlova M.A., Eder V.G., Zamirajlova A.G. Model' bazhenovskoj svity na primere dannyh uchastka Salym'skogo mestorozhdeniya // Geologiya nefti i gaza. – 2015. – №3. – S. 57-62.

5. Kalmykov G.A., Balushkina N.S. (2017). Model' neftenasyshchennosti porovogo prostranstva porod bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri i ee ispol'zovanie dlya ocenki resursnogo potentsiala. – M: GEOS. – 246 s.

6. Kontorovich A.E., YAn P.A., Zamirajlova A.G., Kostyreva E.A., Eder V.G. Klassifikaciya porod bazhenovskoj svity // Geologiya i geofizika. – 2016. – T. 57. – № 11. – S. 2034-2043.

7. Makarova O.M., Korobova N.I., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Belohin V.S., Kozlova E.V., Kosorukov V.L., Manuilova E.A. Osnovnye tipy porod bazhenovskoj svity na Surgut'skom svode i sopredel'nyh territoriyah // Georesursy. – 2017. – S. 155-164.

8. 10. Nemova V.D. Mnogourovnevaya litologicheskaya tipizaciya porod bazhenovskoj svity // Neftyanoe hozyajstvo. – 2019. – № 8. – S. 13-17.

9. Eder V.G. Piritizaciya porod zon perekhoda chernoslancevoj tolshchi k vmeshchayushchim otlozheniyam na primere bazhenovskoj svity Zapadnoj Sibiri // Litologiya i poleznye iskopaemye. – 2020. – № 3. – S. 257-271.

10. Glinskih V.N., Fedoseev A.A. Novyj podhod k litologo-elektrofizicheskoj interpretacii dannyh elektromagnitnyh zondirovanij v intervalah bazhenovskoj svity // Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri. – 2019. – № 4. – S. 80-88.

11. Epov M.I., Glinskih V.N., Petrov A.M., Suhorukova K.V., Fedoseev A.A., Nechaev O.V., Nikitenko M.N. CHastotnaya dispersiya elektrofizicheskikh harakteristik i elektricheskaya anizotropiya porod bazhenovskoj svity po dannyam elektrokartotazha // Neftyanoe hozyajstvo. – 2019. – № 9. – S. 62-64.

12. Neruchev S.G. Epohi radioaktivnosti v istorii Zemli i razvitie biosfery // Geologiya i geofizika. – 1976. – № 5. – S. 3-13.

13. Neruchev S.G. Vzaimosvyaz' epoh nakopleniya organicheskogo veshchestva i urana s rubezhami razvitiya organicheskogo mira // Geohimiya sovremennyh iskopaemyh osadkov: Materialy VIII Mezhdunarodnogo kongressa po organicheskoj geohimii – 1982. – S. 5-15.

© М. А. Фомин, Р. М. Саитов, Е. А. Костырева,
С. В. Рыжкова, И. С. Сотнич, В. Г. Эдер, 2021

ЛАБОРАТОРНОЕ ИСПЫТАНИЕ КИСЛОТНОЙ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Мехроб Рустамбекович Шолидодов

Институт химии нефти СО РАН, 634055, Россия, г. Томск, проспект Академический, 4, ведущий инженер, sholidodov93@inbox.ru; Национальный исследовательский Томский государственный университет, 634050, Россия, г. Томск, проспект Ленина, 36, аспирант

Владимир Валерьевич Козлов

Институт химии нефти СО РАН, 634055, Россия, г. Томск, проспект Академический, 4, к.х.н., старший научный сотрудник, kozlov_vv2004@mail.ru; Национальный исследовательский Томский государственный университет, 634050, Россия, г. Томск, проспект Ленина, 36, старший преподаватель кафедры высокомолекулярных соединений и нефтехимии

Любовь Константиновна Алтунина

Институт химии нефти СО РАН, 634055, Россия, г. Томск, проспект Академический, 4, д.т.н., профессор, зав. лабораторией, alk@ipc.tsc.ru; Национальный исследовательский Томский государственный университет, 634050, Россия, г. Томск, проспект Ленина, 36, профессор кафедры высокомолекулярных соединений и нефтехимии

Ульяна Вадимовна Чернова

Институт химии нефти СО РАН, 634055, Россия, г. Томск, проспект Академический, 4, аспирант, младший научный сотрудник, chernova489@gmail.com

В статье представлены результаты лабораторных испытаний разработанной в ИХН СО РАН для повышения нефтеотдачи кислотной нефтевытесняющей композиции на основе поверхностно-активных веществ. Эксперименты проводили на установке для изучения фильтрационных характеристик моделей неоднородного пласта. Установлено, что использование композиции приводит к значительному приросту коэффициента нефтевытеснения.

Ключевые слова: увеличение нефтеотдачи пластов, кислотная нефтевытесняющая композиция, физическое моделирование процесса нефтевытеснения, высоковязкая нефть

LABORATORY TESTING OF ACID OIL-DISPLACING COMPOSITION TO ENHANCE OIL RECOVERY

Mehrob R. Sholidodov

Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, 634055, Russia, Tomsk, 4, Academic Ave., Senior engineer. sholidodov93@inbox.ru; National Research Tomsk State University, 634050, Russia, Tomsk, 36, Lenin Ave, postgraduate student

Vladimir V. Kozlov

Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, 634055, Russia, Tomsk, 4, Academic Ave., PhD., Senior Researcher, kozlov_vv2004@mail.ru; National Research Tomsk State University, 634050, Russia, Tomsk, 36, Lenin Ave, Senior Lecturer of the Department of Macromolecular Compounds and Petrochemistry

Lubov K. Altunina

Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, 634055, Russia, Tomsk, 4, Academic Ave., Dr.Sc., Professor, Head of the Laboratory, alk@ipc.tsc.ru; National Research Tomsk State University, 634050, Russia, Tomsk, 36, Lenin Ave, Professor of the Department of Macromolecular Compounds and Petrochemistry

Uliana V. Chernova

Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, 634055, Russia, Tomsk, 4, Academic Ave., postgraduate student, Junior Researcher, chernova489@gmail.com

The article presents the results of laboratory tests of an acid oil-displacing composition based on a surfactant developed at the Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences to enhance oil recovery. The experiments were carried out on a installation to study the filtration characteristics of heterogeneous reservoir models. It was found that the use of the composition leads to a significant increase in the oil displacement coefficient.

Keywords: enhanced oil recovery, acid oil-displacing composition, physical modeling of the oil displacement process, high-viscosity oil

Основным методом разработки нефтяных месторождений в России является заводнение, с его применением добывается около 90-95 % нефти. К трудно-извлекаемым запасам можно отнести нефти с аномальными физико-химическими свойствами, такими как высокая вязкость и плотность, слишком высокая или низкая газонасыщенность, высокая степень обводненности (75-90 %), а также нефти с осложненными условиями залегания. Доля трудно извлекаемых запасов нефти в России постоянно растет и в настоящее время превышает 60 %, в том числе высоковязкая нефть – 13 %, низкопроницаемые коллекторы – 36 % [1]. Поэтому задача создания новых технологий повышения нефтеотдачи низкотемпературных месторождений высоковязкой нефти является актуальной.

Одними из перспективных методов увеличения нефтеотдачи являются физико-химические методы, реализуемые путем закачки в продуктивные пласты поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров, щелочей, кислот или композиций на их основе. Добавление химических реагентов в закачиваемую воду непосредственно в пласте приводит к уменьшению межфазного натяжения на границах раздела фаз в системе «нефть – вода – порода», увеличению смачиваемости породы водой, снижению проницаемости пористой среды по воде, увеличению проницаемости породы коллектора, увеличению коэффициента вытеснения нефти и др. [2-7].

Для увеличения коэффициента вытеснения нефти в Институте химии нефти СО РАН была создана кислотная нефтewытесняющая композиция на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и карбамида. При низких температурах композиция реагирует с карбонатной породой коллектора, что приводит к увеличению проницаемости пласта, при этом происходит выделение углекислого газа и растворимых в воде солей. В то же время, углекислый газ растворяется в нефти, уменьшая ее вязкость, что приводит к увеличению коэффициента нефтеотдачи. При увеличении температуры выше 70 °С карбамид, входящий

в состав композиции, гидролизуется с образованием углекислого газа и аммиачной буферной системы [2].

Исследование процесса нефтевытеснения проводили на установке для изучения фильтрационных характеристик (ООО КАТАКОН), позволяющей моделировать неоднородность нефтяного пласта. Для проведения фильтрационных испытаний были подготовлены модели неоднородного пласта пермокарбонатной залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения. Каждая модель неоднородного пласта состояла из двух параллельных колонок, заполненных дезинтегрированным карбонатным керновым материалом и имеющих различающуюся величину газовой проницаемости (Таблица 1). Колонки последовательно насыщали моделью пластовой воды и моделью пластовой нефти. После нефтенасыщения колонки были установлены в контур нагрева для проведения эксперимента. Исследование процесса нефтевытеснения с применением кислотной химической нефтевытесняющей композиции проводили в условиях, моделирующих естественный режим разработки при температуре 20-23 °С, а также при паротепловом и пароциклическом воздействии при температуре 150 °С. Эффективность применения кислотной химической нефтевытесняющей композиции изучали при первичном вытеснении нефти и в процессе довытеснения остаточной нефти водой из двух параллельных колонок с различной проницаемостью.

Результаты обработки. Для исследования фильтрационных характеристик и нефтевытесняющей способности кислотной композиции были подготовлены 2 модели карбонатного коллектора, состоящие из двух параллельных колонок. Величина исходной газовой проницаемости находилась в диапазоне от 0,250 до 1,561 мкм². Начальная нефтенасыщенность колонки составляла от 68,1 до 77,7 % (табл. 1).

Таблица 1

Характеристики моделей неоднородного пласта

№ модели эксперимента	№ Колонки	Газопроницаемость колонки, мкм ²	Отношение проницаемостей моделей	Поровый объем, см ³	Начальная нефтенасыщенность, %
1	1	0,439	1,76:1	46,6	73,8
	2	0,250		39,7	70,5
2	1	1,561	2,06:1	51,4	68,1
	2	0,757		50,2	77,7

В табл. 2 приведены результаты фильтрационных исследований моделей неоднородного пласта Усинского месторождения.

Через нефтенасыщенные модели неоднородного пласта Усинского месторождения фильтровали пластовую воду Усинского месторождения до полной обводненности продукции на выходе из моделей. При этом среднее значение коэффициента нефтевытеснения составило 43,5 и 51,6 % для первой и второй моделей, соответственно.

Затем в направлении «скважина – пласт» при 23 °С закачивали 0,5 объема пор химической кислотной композиции. При последующей фильтрации до полной обводненности продукции на выходе из моделей неоднородного пласта, закачка композиции привела к приросту коэффициента вытеснения нефти. Среднее значение прироста коэффициента вытеснения нефти за счет закачки композиции составило 7,5 и 9,2 %, по первой и второй моделям, соответственно.

Далее подняли температуру до 150 °С и продолжали фильтрацию пластовой воды Усинского месторождения. При увеличении температуры до 150 °С в моделях увеличивалась подвижность, уменьшался градиент давления. Прирост коэффициента нефтевытеснения по первому эксперименту не наблюдался, для второго эксперимента – составил в среднем 2,7 % по модели.

Аналогичным образом при 150 °С было закачено 0,5 объема пор кислотной композиции. Среднее значение прироста коэффициента вытеснения нефти за счет закачки композиции составило 9,2 и 5,4 % по первой и второй моделям, соответственно.

Таблица 2

Результаты фильтрационных исследований кислотной композиции при естественном режиме разработки пласта и при моделировании пароциклической обработки скважин

№ модели (эксперимента)	№ колонки	Газопроницаемость, мкм ²	Отношение подвижностей		Коэффициент вытеснения нефти, %		
			До закачки композиции	После закачки композиции	Водой	Водой и кислотной композицией	Прирост за счет кислотной композиции при 23 °С (при 150 °С) / сум
1	1	0,439	18.1:1	1.7:1	43	54,0	2 (9) /11
	2	0,250			44	66,5	13 (9,5) /22.5
2	1	1,561	6.5:1	1.3:1	53,2	68,8	10,6 (5,0) /15,6
	2	0,757			50,1	63,7	7,8 (5,8) /13,6

Анализ компонентов кислотной нефтевытесняющей композиции в пробах, отобранных на выходе из модели неоднородного пласта, показал, что значение водородного показателя в течение эксперимента при 23 °С снижается с 6,3 до 5,8 единиц рН, а затем, после нагревания до 150 °С и последующей выдержки, в результате гидролиза карбамида, входящего в состав кислотной композиции, смещается в область щелочных значений, достигая 9 единиц рН. Количество карбамида в пробах отобранной воды составляет по итогам эксперимента 79 и 80 % от начального содержания в композиции по первой и второй колонкам, соответственно, свидетельствуя о небольшой степени гидролиза карбамида.

Заключение. В результате проведенных исследований установлено, что закачка кислотной композиции приводит к перераспределению фильтрационных

потоков жидкости в моделях пласта. Кроме того, происходит значительный прирост коэффициента вытеснения нефти при естественном режиме разработки пласта и при моделировании пароциклического режима разработки месторождения. Прирост коэффициента вытеснения нефти за счет композиции при 23 °С составил от 2 до 10,6 %, при 150 °С – от 5 до 9,5 %, по всему эксперименту от 11 до 22,5 %. Кислотная нефтевытесняющая композиция на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и карбамида эффективна для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей как за счет увеличения коэффициента вытеснения нефти, так и за счет увеличения охвата пласта при заводнении и паротепловом воздействии.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого «Министерством науки и высшего образования Российской Федерации».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. МаксUTOB P. A., Орлов Г. И., Осипов А. В. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. – 2005. – № 6. – С. 46–58.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В. Тенденции и перспективы развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой нефти // Химия в интересах устойчивого развития. – 2018. – № 26. – С. 261-277 с.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи (обзор) // Химия в интересах устойчивого развития. – 2001. – № 9. – С. 331-344.
4. Altunina L.K., Kuvshinov I.V., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A. Chemically evolving systems for oil recovery enhancement in heavy oil deposits // Proceedings of the International Conference on Advanced Materials with Hierarchical Structure for New Technologies and Reliable Structures (A M HS'17). AIP Conference Proceeding. – 2017. – Vol. 1909 (1). – P. 020005. – <https://doi.org/10.1063/1.5013686>
5. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A., Chertentkov M.V., Shkrabyuk L.S., Andreev D.V. Physical-chemical and complex EOR/IOR technologies for the Permian-Carboniferous deposit of heavy oil of the Usinskoye oil field // Oil Industry. – 2017. – Vol. 7. – P. 26-29.
6. Samanta A., Bera A., Ojha K., Mandal A. Comparative studies on enhanced oil recovery by alkali-surfactant and polymer flooding // J. Pet. Explor. Prod. Technol. – 2012 – № 2. – С. 67–74. – <https://doi.org/10.1007/s13202-012-0021-2>.
7. Kumar N., Gaur T., Mandal A. Characterization of SPN pickering emulsions for application in enhanced oil recovery // J. Ind. Eng. Chem. – 2017. - № 54. – С. 304–315. – <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2017.06.005>.

REFERENCES

1. Maksutov R. A., Orlov G. I., Osipov A. V. Osvoenie zapasov vysokovyazkih neftej v Rossii // Tekhnologii TEK. – 2005. – № 6. – S. 46–58.
2. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stas'eva L.A., Kuvshinov I.V. Tendencii i per-spektivy razvitiya fiziko-himicheskikh metodov uvelicheniya nefteotdachi mestorozh-denij tyazheloj nefiti // Himiya v interesah ustojchivogo razvitiya. – 2018. – № 26. – S. 261-277 s.
3. Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Fiziko-himicheskie aspekty tekhnologij uvelicheniya nefteotdachi (obzor) // Himiya v interesah ustojchivogo razvitiya. – 2001. – № 9. – S. 331-344.

4. Altunina L.K., Kuvshinov I.V., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A. Chemically evolving systems for oil recovery enhancement in heavy oil deposits // Proceedings of the International Conference on Advanced Materials with Hierarchical Structure for New Technologies and Reliable Structures (A M HS'17). AIP Conference Proceeding. – 2017. – Vol. 1909 (1). – P. 020005. – <https://doi.org/10.1063/1.5013686>
5. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A., Chertenkov M.V., Shkrabyuk L.S., Andreev D.V. Physical-chemical and complex EOR/IOR technologies for the Permian-Carboniferous deposit of heavy oil of the Usinskoye oil field // Oil Industry. – 2017. – Vol. 7. – P. 26-29.
6. Samanta A., Bera A., Ojha K., Mandal A. Comparative studies on enhanced oil recovery by alkali–surfactant and polymer flooding // J. Pet. Explor. Prod. Technol. – 2012 – № 2. – С. 67–74. – <https://doi.org/10.1007/s13202-012-0021-2>.
7. Kumar N., Gaur T., Mandal A. Characterization of SPN pickering emulsions for application in enhanced oil recovery // J. Ind. Eng. Chem. – 2017. - № 54. – С. 304–315. – <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2017.06.005>.

© М. Р. Шолитодов, В. В. Козлов, Л. К. Алтунина, У. В. Чернова, 2021

ДИНАМИКА ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ КУОНАМСКИМ КОМПЛЕКСОМ КУРЕЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ ПО МАТЕРИАЛАМ СКВАЖИНЫ ЧИРИНДИНСКАЯ 271

Екатерина Сергеевна Ярославцева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, e-mail: yaroslavtsevae@ipgg.sbras.ru

Илья Игоревич Носков

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, e-mail: noskovii@ipgg.sbras.ru

На основании разреза скважины Чириндинская-271 проведена реконструкция истории погружения осадочного чехла Курейской синеклизы, восстановлена история катагенеза куонамской нефтегазопроизводящей толщи на момент до начала траппового магматизма, установлено время вхождения куонамского комплекса в главную зону нефтеобразования, рассчитаны масштабы генерации углеводородов на момент до начала траппового магматизма.

Ключевые слова: Курейская синеклиза, Восточная Сибирь, куонамская нефтегазопроизводящая толща, динамика генерации углеводородов, 1-D бассейновое моделирование

HYDROCARBON GENERATION DYNAMICS OF KUREIKA SYNCLINE KUONAMKA SOURCE ROCK BASED ON THE DATA OF CHIRINDINSKAYA-271 WELL

Ekaterina S. Yaroslavtseva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Ave., Junior Researcher, e-mail: yaroslavtsevae@ipgg.sbras.ru

Ilya I. Noskov

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., student, e-mail: noskovii@ipgg.sbras.ru

Based on the materials of Chirindinskaya-271 well Kureika syncline sedimentary boundary subsidence history has been performed, the history of source rock catagenesis before trap magmatism has been recreated, the time of kuonamka source rock getting into oil window has been set, hydrocarbon generation extent has been calculated till the moment before trap magmatism.

Keywords: Kureika syncline, East Siberia, Kuonamka source rock, hydrocarbon generation dynamics, 1-D basin modeling

Проблеме строения и нефтегазоносности западной части Сибирской платформы посвящено большое количество работ [1-11]. Одним из способов изучения нефтегазоносности бассейнов является исследование масштабов генерации углеводородов нефтегазопроизводящими толщами (НГПТ). Впервые эти вопросы по отношению к изучаемой территории анализировались в работах [9, 12, 13].

Осадочный чехол рассматриваемой территории сложен отложениями позднего протерозоя, палеозоя, триаса и четвертичной системы. Основные перспек-

тивы связаны с кембрийским нефтегазовым комплексом [14]. Важнейшим геологическим событием, определяющим нефтегазоносность рассматриваемого региона, стал пермо-триасовый магматизм. Методический подход к оценке перспектив нефтегазоносности бассейнов с проявлением траппового магматизма отражен в работах [15-16]. Его сущность заключается в том, что на начальном этапе исследований проводится восстановление динамики генерации углеводородов (УВ) на момент начала траппового магматизма, а затем оценивается влияние траппов. В настоящей работе отражены результаты выполнения первого этапа исследования – проведения численного 1D моделирования динамики генерации углеводородов в куонамской толще Курейской синеклизы в разрезе скважины Чириндинская-271 на дотрапповый период.

Скважина Чириндинская-271 расположена на северо-востоке Курейской синеклизы, пробурена до глубины 4538 м, вскрывает разрез от нижнего кембрия до верхнего силура [17]. На глубине 4364 м обнаружены пачки битуминозных аргиллитов куонамской свиты. В центральной части свиты содержится трапповая интрузия долеритов мощностью около 35 м [17]. Не вскрыты бурением на Чириндинской площади, но предполагаются по сейсмическим данным отложения венда и рифея [18-19].

Методы и материалы исследования

Теоретические основы методики и принципиальная схема проведения численного моделирования динамики генерации УВ отражены в работах [8, 20-22.]. Моделирование проводилось в программно-методическом комплексе Genex. Методика работы в нем предполагает построение структурно-литологической модели, которая позволяет с применением метода разуплотнения восстановить историю формирования осадочного чехла рассматриваемого бассейна. С использованием структурно-литологической модели проводится реконструкция истории прогрева отложений, на основе кинетических схем преобразования керогена проводится моделирование динамики генерации углеводородов в осадочном чехле.

При формировании *структурно-литологической модели* разрез подразделяется на изохронные латерально-неоднородные тела, свойства которых задаются в виде комбинации стандартных литотипов. Физические свойства литотипов задаются по результатам лабораторных анализов или могут быть взяты из стандартных библиотек [20]. В настоящей работе использованы стратиграфические разбивки по скважине Чириндинская-271. Представления о нескрытых данной скважиной глубокопогруженных отложениях рифея и венда составлены по литературным данным [18-23].

Формирование *температурной модели* осадочного чехла требует учета истории температур дневной поверхности, фактических измерений по палеотермометрам, распределения современных температур и тепловых потоков в осадочном чехле. При этом учитывается вклад радиогенного тепла [24]. По причине древнего возраста осадочного чехла Курейской синеклизы данные по отражательной способности витринита отсутствуют. Сведения по естественным палео-

термометрам также не могут быть использованы, во-первых, по причине слабой изученности рассматриваемой территории, во-вторых, в связи с широким распространением в осадочном чехле траппов.

Восстановление температурного поля проведено с применением одномерного моделирования. В качестве калибровочного параметра использовано значение плотности глубинного теплового потока через нижнюю границу литосферы. Представления о распределении значений этого параметра в истории рассматриваемого бассейна опираются на современные реконструкции на основе плюмовой и рифтовой тектоники [25-30]. Так, на основе литературных данных в модели отражено предположительное возрастание значения глубинного теплового потока в девонское, а затем в пермо-триасовое время [27-28]. Как отмечено ранее, локальный прогрев пород в ходе внедрения в тело куонамской свиты трапповой интрузии в триасовое время при моделировании не учитывался.

Геохимическая модель. При моделировании задаются следующие параметры НГПТ: исходное содержание углерода в породе ($C_{орг}$), исходное значение нефтегазогенерационного потенциала (НП), мощность генерирующей толщи. В связи с недостатком данных по геохимии нефтегазопроизводящей толщи непосредственно в пределах Курейской синеклизы, оценка этих параметров дана на основе литературных данных по геохимии куонамского комплекса прилегающих территорий [12, 31-33]. В соответствии с результатами специализированного пиролиза ИНГГ кинетические параметры керогена куонамской НГПТ соответствуют параметрам керогена Menil II [34]. Оценка мощности обогащенной ОВ части НГПТ в скважине Чириндинская-271, определена на основе данных гаммакаротажа (30м), исходное значение $C_{орг}$ – 6%, исходное значение нефтегазогенерационного потенциала – 600 мг УВ/г $C_{орг}$.

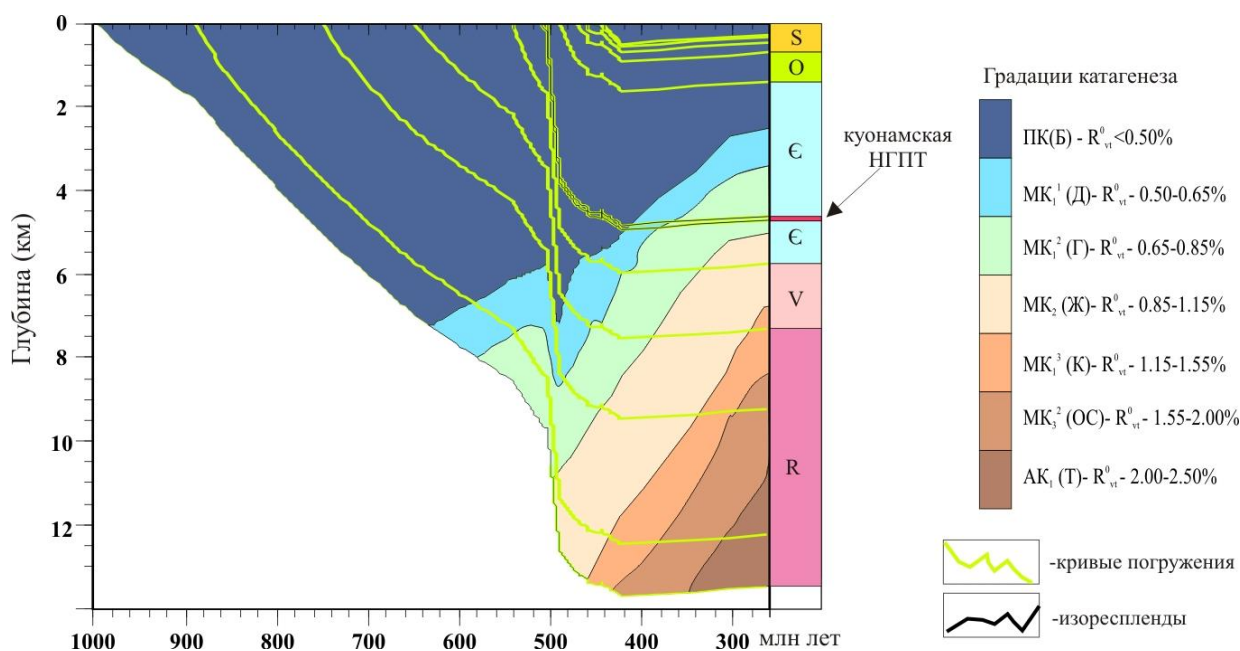


Рис. 1. История погружения и катагенеза пород в разрезе скв. Чириндинская-271 на дотрапповый период

По результатам моделирования истории погружения и катагенеза пород в разрезе скважины Чириндинская-271 отложения куонамской НГПТ достигли уровня зрелости $МК_1^2$ - $МК_2$ порядка 390 млн лет назад, вошли в главную зону нефтеобразования и продолжали находиться в ней в дотрапповый период (рис.1.). На основе полученных моделей погружения была восстановлена история созревания ОБ и динамика реализации углеводородного потенциала бассейна [8, 22, 20, 35-37].

По результатам моделирования генерация УВ куонамским комплексом в разрезе скважины Чириндинская-271 началась в конце кембрия (рис. 2).

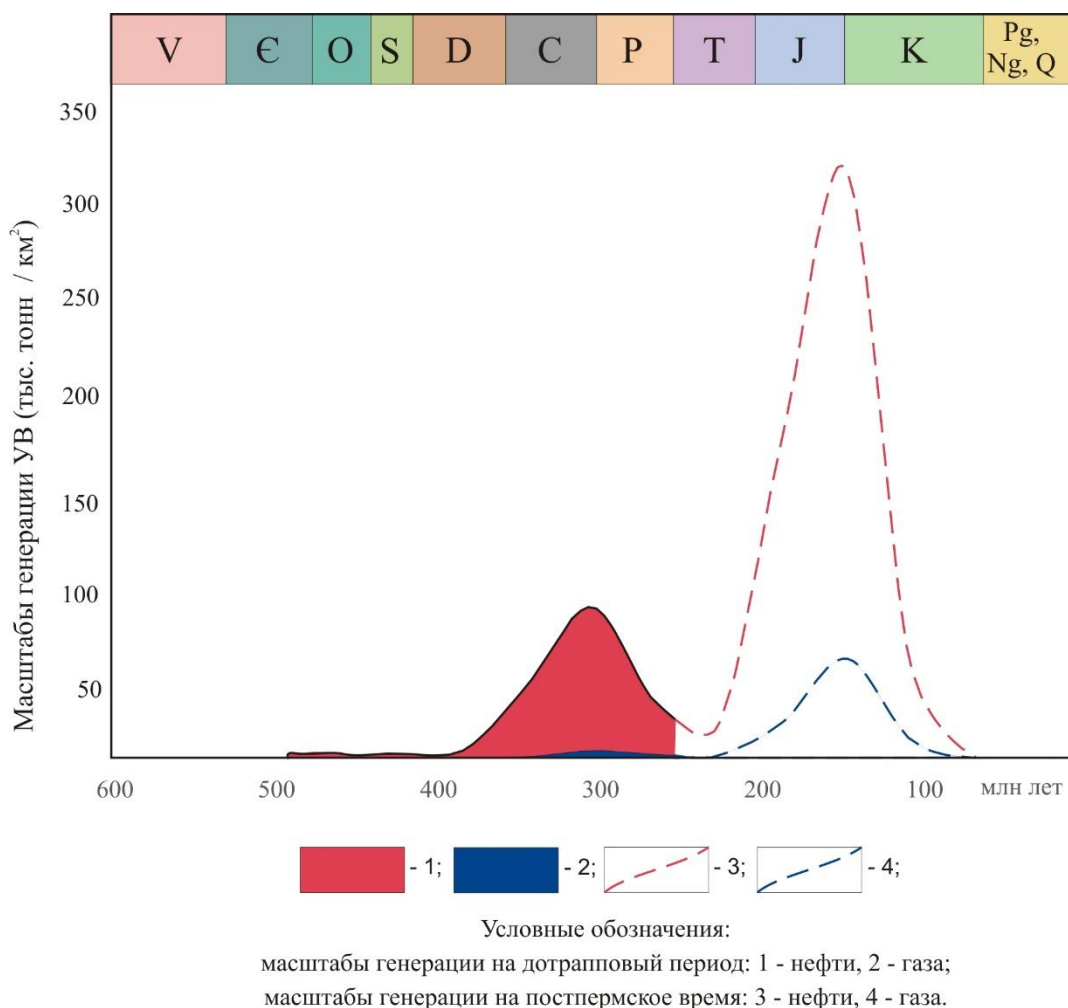


Рис. 2. Динамика генерации углеводородов куонамским комплексом в разрезе скв. Чириндинская-271

В девоне процессы генерации углеводородов интенсифицировались, а к перми интенсивность генерации начала снижаться. Повышение значения глубинного теплового потока в триасовое время и неисчерпанный генерационный потенциал органического вещества пород куонамского комплекса предположительно могли привести к новой интенсификации процессов генерации углеводородов (рис. 2). Кроме того, при моделировании не учитывался вторичный кре-

кинг, таким образом, масштабы генерации газа на постпермском этапе могли быть значительно больше. Следует также отметить, что внедрение трапповой интрузии в тело куонамской свиты в разрезе изучаемой скважины могло и несомненно отразилось на масштабах и динамике генерации в постпермское время, однако степень и характер влияния требует дальнейшего детального изучения.

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта Программы ФНИ №0266-2019-0006

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Баженова Т.К., Дробот Д.И., Кащенко С.А., Конторович А.Э., Макаров К.К., Прескова Р.Н. Нафтиды и перспективы нефтегазоносности кембрия Сибирской платформы // Геохимия нефтегазоносных толщ кембрия Сибирской платформы. Тр. СНИИГГиМСа, вып. 139. - 1972. – С. 4-18.
2. Баженова Т.К., Дробот Д.И., Евтушенко В.М., Кащенко С.А., Конторович А.Э., Макаров К.К., Неручев С.Г. Катагенные изменения расеянного органического вещества и нефтеобразование в кембрийских осадочных толщах // Геохимия нефтегазоносных толщ кембрия Сибирской платформы. Тр. СНИИГГиМСа, вып. 139. – 1972. – С. 4-18.
3. Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности / Под ред. К. К. Макарова, Т. К. Баженовой. – Л.: Недра, 1981. – 211 с.
4. Баженова Т.К. Генетические аспекты раздельного прогноза нефтегазоносности бассейнов древних платформ // Теория и практика нефтегеологического прогноза. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – С.123-150.
5. Савицкий В.Е., Евтушенко В.М., Егорова Л.И., Конторович А.Э., Шабанов Ю.Я. Кембрий Сибирской платформы (Юдомо-Оленекский тип разреза. Куонамский комплекс отложений). Тр. СНИИГГиМСа, вып. 130. – М.: Недра, 1972. – 200 с.
6. Сулимов И.Н., Баженова Т.К., Мельников Н.В. Старосельцев В.С. Перспективы нефтегазоносности западной части Сибирской платформы // Материалы по геологии и нефтегазоносности Восточной Сибири. Тр. СНИИГГиМСа, вып. 63. – 1967. – С. 3-18.
7. Килина Л.И., Конторович А.Э., Малюшко Л.Д., Савицкий В.Е., Шишкин Б.Б. Основные черты геохимии и литологии Алданского яруса северо-западной части Сибирской платформы // Материалы по литологии и геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Труды СНИИГГиМС, вып. 78. – Новосибирск, 1968. – С. 116-131.
8. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. Труды СНИИГГиМСа. Вып. 229. – М.: Недра, 1976. – 250 с.
9. Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Конторович А.А., Кринин В.А., Ларичев А.И., Ли Году, Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Фрадкин Г.С., Хоменко А.В. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне // Геология и геофизика. – 1999. – Т.40. – №11. – С. 1676 – 1693.
10. Старосельцев В.С., Дивина Т.А. Нефтегазоносность ордовикско-девонских отложений севера Курейской синеклизы // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1165—1171
11. Старосельцев В.С. Критерии прогноза нефтегазоперспективных комплексов платформ// Теория и практика нефтегеологического прогноза. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – С.110-122
12. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего среднего кембрия Сибирской платформы. – М.: ВНИГНИ, 2014. – 128 с.

13. Баженова Т.К. Нижнесреднекембрийский очаг нефтегазообразования на севере Тунгусской синеклизы (Красноярский край) [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т.14. – №4. – http://www.ngtp.ru/upload/iblock/6a9/42_2019.pdf
14. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука – М.: Недра, 1981. – 552 с.
15. Конторович А.Э., Мельников Н.В., Старосельцев В.С., Хоменко А.В. Влияние интрузивных траппов на нефтегазоносность палеозойских отложений Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 1987. - № 5. – С. 14-20.
16. Конторович А.Э., Хоменко А.В. Теоретические основы прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов с интенсивным проявлением траппового магматизма // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11-12. – С. 1764-1773
17. Дивина Т.А., Егорова Л. И., Салихов А.А., Старосельцев В.С., Белобородова Г.В. Новые материалы по стратиграфии докембрия и кембрия северо-востока Тунгусской синеклизы // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – №7. – С. 23-33
18. 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 нефтегазописковых работ // Нефтегазовая геология. – 2014. – №2 (18). – С. 25-35.
19. 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 // ГЕО-Сибирь-2018. Т. 2. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: Сб. материалов XIV Международного научного конгресса, г. Новосибирск, 23-27 апреля 2018 г. – 2018. – Т. 2. – С. 47-55
20. Галушкин Ю. И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности – М.: Научный мир, 2007. – 455 с.
21. Hantschel T., Kauerauf. A. I. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling – Dordrecht, Heidelberg, London, New York: Springer Science & Business Media, 2009. – 476 p.
22. Tissot B. P., Welte D. H. Petroleum Formation and Occurrence – Berlin-Heidelberg-New York: Springer-Verlag, 1984. – 538 p.
23. Мельников Н.В., Якшин М.С., Шишкин Б.Б., Ефимов А.О., Карлова Г.А., Килина Л.И., Константинова Л.Н., Кочнев Б.Б., Краевский Б.Г., Мельников П.Н., Наговицин К.Е., Постников А.А., Рябкова Л.В., Терлеев А.А., Хабаров Е.М. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. - Новосибирск: Академическое издательство "Гео", 2005. - 428 с.
24. Температура, криолитозона и радиогенная теплогенерация в земной коре Северной Азии. – Новосибирск: изд-во ОИГГМ, 1994. – 141 с.
25. Добрецов Н.Л. Глобальная геодинамическая эволюция Земли и глобальные геологические модели // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 6. – С. 761-784.
26. Добрецов Н.Л. Геологические следствия термохимической модели плюмов // Геология и геофизика. – 2008. – Т. 49. – № 7. – С. 587-604.
27. Добрецов Н.Л. Основы тектоники и геодинамики. – Новосибирск: изд-во НГУ, 2011. – 492 с.
28. Добрецов Н.Л. Взаимодействие тектоники плит и тектоники плюмов: вероятные модели и типичные примеры // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № S5–6. – С. 617–647.
29. Полянский О.П., Прокопьев А.В., Королева О.В., Томшин М.Д., Ревердатто В.В., Бабичев А.В., Свердлова В.Г., Васильев Д.А. Природа теплового источника базитового магматизма при формировании Виллойского рифта на основе данных о возрасте дайковых поясов и численного моделирования // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 10. – С. 1519–1541.
30. Прокопьев А.В., Полянский О.П., Королева О.В., Васильев Д.А., Томшин М.Д., Ревердатто В.В., Новикова С.А. Среднепалеозойский и среднетриасовый импульсы траппового

магматизма на востоке Сибирской платформы: результаты первых $40\text{Ar}/39\text{Ar}$ -датировок долеритовых силлов // Доклады РАН. Науки о Земле. – 2020. – Т. 490. – № 1. – С. 7–11.

31. 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.

32. Парфенова Т.М., Конторович А.Э., Борисова Л.С., Меленевский В.Н. Кероген куонамской свиты // Геология и геофизика. – 2010. – Т.51. – №3. – С. 353 – 363.

33. Бахтуров С.Ф., Евтушенко В.М., Переладов В.С. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. – Новосибирск: Наука, 1988. – 160 с.

34. Behar F., Vandenbroucke M, Tang Y., Marquis F, Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // Organic Geochemistry. – 1997. – Vol. 26. – № 5–6, P. 321–339

35. Bordenave M.L. [et al.] Applied Petroleum Geochemistry / – Paris, 1993. – 524 p.

36. Burnham A.K. A Simple Kinetic Model of Oil Generation, Vaporization, Coking, and Cracking // Energy Fuels. – 2015. – Vol. 29 (11). – P. 7156–7167.

37. Burnham A.K., Sweeney J.J. A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance // Geochim. Cosmochim. Acta. – 1989. – V. 3. – № 10. – P. 2649–2657.

REFERENCES

1. Bazhenova T.K., Drobot D.I., Kashchenko S.A., Kontorovich A.E., Makarov K.K., Preskova R.N. Naftidy i perspektivy neftegazonosnosti kembriya Sibirskoj platformy // Geohimiya neftegazonosnyh tolshch kembriya Sibirskoj platformy. Tr. SNIIGGiMSa, vyp. 139. - 1972. – S. 4–18.

2. Bazhenova T.K., Drobot D.I., Evtushenko V.M., Kashchenko S.A., Kontorovich A.E., Makarov K.K., Neruchev S.G. Katagennye izmeneniya raseyannogo organicheskogo veshchstva i nefteobrazovanie v kembrijских osadochnyh tolshchah // Geohimiya neftegazonosnyh tolshch kembriya Sibirskoj platformy. Tr. SNIIGGiMSa, vyp. 139. – 1972. – S. 4–18.

3. Organicheskaya geohimiya paleozoya i dopaleozoya Sibirskoj platformy i prognoz neftegazonosnosti / Pod red. K. K. Makarova, T. K. Bazhenovoj. – L.: Nedra, 1981. – 211 s.

4. Bazhenova T.K. Geneticheskie aspekty razdel'nogo prognoza neftegazonosnosti bassejnov drevnih platform // Teoriya i praktika neftegeologicheskogo prognoza. – SPb.: VNIGRI, 2008. – S.123–150.

5. Savickij V.E., Evtushenko V.M., Egorova L.I., Kontorovich A.E., SHabanov YU.YA. Kembrij Sibirskoj platformy (YUdomo-Olenekskij tip razreza. Kuonamskij kompleks otlozhenij). Tr. SNIIGGiMSa, vyp. 130. – M.: Nedra, 1972. – 200 s.

6. Sulimov I.N., Bazhenova T.K., Mel'nikov N.V. Starosel'cev V.S. Perspektivy neftegazonosnosti zapadnoj chasti Sibirskoj platformy // Materialy po geologii i neftegazonosnosti Vostochnoj Sibiri. Tr. SNIIGGiMSa, vyp. 63. – 1967. – S. 3–18.

7. Kilina L.I., Kontorovich A.E., Malyushko L.D., Savickij V.E., SHishkin B.B. Osnovnye cherty geohimii i litologii Aldanskogo yarusa severo-zapadnoj chasti Sibirskoj platformy // Materialy po litologii i geohimii neftegazonosnyh bassejnov Sibiri. Trudy SNIIGGiMS, vyp. 78. – Novosibirsk, 1968. – S. 116–131.

8. Kontorovich A.E. Geohimicheskie metody kolichestvennogo prognoza neftegazonosnosti. Trudy SNIIGGiMSa. Vyp. 229. – M.: Nedra, 1976. – 250 s.

9. Kontorovich A.E., Bahturov S.F., Basharin A.K., Belyaev S.YU., Burshtejn L.M., Kontorovich A.A., Krinin V.A., Larichev A.I., Li Godu, Melenevskij V.N., Timoshina I.D., Fradkin G.S., Homenko A.V. Raznovozrastnye ochagi naftidoobrazovaniya i naftidonakopleniya na Severo-Aziatskom kratone // Geologiya i geofizika. – 1999. – Т.40. – №11. – S. 1676 – 1693.

10. Starosel'cev V.S., Divina T.A. Neftegazonosnost' ordoviksko-devonskih otlozhenij severa Kurejskoj sineklizy // Geologiya i geofizika. – 2011. – Т. 52. – № 8. – S. 1165—1171

11. Starosel'cev V.S. Kriterii prognoza neftegazoperspektivnyh kompleksov platform// Teoriya i praktika neftegeologicheskogo prognoza. – SPb.: VNIGRI, 2008. – S.110-122
12. Bazhenova T.K., Dahnova M.V., ZHeglova T.P. Neftematerinskie formacii, nefiti i gazy dokembriya i nizhnego srednego kembriya Sibirskoj platformy. – M.: VNIGNI, 2014. – 128 s.
13. Bazhenova T.K. Nizhnesrednekembrijskij ochag neftegazooobrazovaniya na severe Tungusskoj sineklizy (Krasnoyarskij kraj) [Elektronnyj resurs] // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. – 2019. – T.14. – №4. – http://www.ngtp.ru/upload/iblock/6a9/42_2019.pdf
14. Geologiya nefiti i gaza Sibirskoj platformy / pod red. A.E. Kontorovicha, V.S. Surkova, A.A. Trofimuka – M.: Nedra, 1981. – 552 s.
15. Kontorovich A.E., Mel'nikov N.V., Starosel'cev V.S., Homenko A.V. Vliyanie intruzivnyh trappov na neftegeozonosnost' paleozojskih otlozhenij Sibirskoj platformy // Geologiya i geofizika. – 1987. - № 5. – S. 14-20.
16. Kontorovich A.E., Homenko A.V. Teoreticheskie osnovy prognoza neftegeozonosnosti osadochnykh bassejnov s intensivnym proyavleniem trappovogo magmatizma // Geologiya i geofizika. – 2001. – T. 42. – № 11-12. – S. 1764-1773
17. Divina T.A., Egorova L. I., Salihov A.A., Starosel'cev V.S., Beloborodova G.V. Novye materialy po stratigrafii dokembriya i kembriya severo-vostoka Tungusskoj sineklizy // Geologiya i geofizika. – 1996. – T. 37. – №7. – S. 23-33
18. Fillipcov 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-srednekembrijskij rifogennyj bar'er na severe Sibirskoj platformy – ob"ekt pervoocherednyh neftegazoposkovykh rabot // Neftegazovaya geologiya. – 2014. – №2 (18). – S. 25-35.
19. Gubin I.A., Kontorovich A.E., Moiseev S.A., Fomin A.M., YAroslavceva E.S. Vydelenie ochagov generacii uglevodorodov v kuonamskoj svite v Severo-Tungusskoj NGO s ispol'zovaniem sejsmicheskikh dannyh // GEO-Sibir'-2018. T. 2. Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoeologiya: Sb. materialov XIV Mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa, g. Novosibirsk, 23-27 aprelya 2018 g. – 2018. – T. 2. – S. 47-55
20. Galushkin, YU. I. Modelirovanie osadochnykh bassejnov i ocenka ih neftegeozonosnosti – M.: Nauchnyj mir, 2007. – 455 s.
21. Hantschel T., Kauerauf. A. I. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling – Dordrecht, Heidelberg, London, New York: Springer Science & Business Media, 2009. – 476 p.
22. Tissot B. P., Welte D. H. Petroleum Formation and Occurrence – Berlin-Heidelberg-New York: Springer-Verlag, 1984. – 538 p.
23. Mel'nikov N.V., YAkshin M.S., SHishkin B.B., Efimov A.O., Karlova G.A., Kilina L.I., Konstantinova L.N., Kochnev B.B., Kraevskij B.G., Mel'nikov P.N., Nagovicin K.E., Postnikov A.A., Ryabkova L.V., Terleev A.A., Habarov E.M.Stratigrafiya neftegeozonosnykh bassejnov Sibiri. Rifej i vend Sibirskoj platformy i ee skladchatogo obramleniya. - Novosibirsk: Akademicheskoe izdatel'stvo "Geo", 2005. - 428 s.
24. Temperatura, kriolitozona i radiogennaya teplogeneraciya v zemnoj kore Severnoj Azii. – Novosibirsk: izd-vo OIGGM, 1994. – 141 s.
25. Dobrecov N.L. Global'naya geodinamicheskaya evolyuciya Zemli i global'nye geologicheskie modeli // Geologiya i geofizika. – 2010. – T. 51. – № 6. – S. 761-784.
26. Dobrecov N.L. Geologicheskie sledstviya termohimicheskoy modeli plyumov // Geologiya i geofizika. – 2008. – T. 49. – № 7. – S. 587-604.
27. Dobrecov N.L. Osnovy tektoniki i geodinamiki. – Novosibirsk: izd-vo NGU, 2011. – 492 s.
28. Dobrecov N.L. Vzaimodejstvie tektoniki plit i tektoniki plyumov: veroyatnye modeli i tipichnye primery // Geologiya i geofizika. – 2020. – T. 61. – № S5–6. – S. 617–647.
29. Polyanskij O.P., Prokop'ev A.V., Koroleva O.V., Tomshin M.D., Reverdatto V.V., Babichev A.V., Sverdlova V.G., Vasil'ev D.A. Priroda teplovogo istochnika bazitovogo magmatizma

pri formirovani Vilyuj'skogo rifta na osnove dannyh o vozraste dajkovykh pojasov i chislennogo modelirovaniya // *Geologiya i geofizika*. – 2018. – T. 59. – № 10. – S. 1519–1541.

30. Prokop'ev A.V., Polyanskij O.P., Koroleva O.V., Vasil'ev D.A., Tomshin M.D., Reverdatto V.V., Novikova S.A. Srednepaleozojskij i srednetriasovyj impul'sy trappovogo magmatizma na vostoce Sibirskoj platformy: rezul'taty pervyh 40Ar/39Ar-datirovok doleritovyh sillov // *Doklady RAN. Nauki o Zemle*. – 2020. – T. 490. – № 1. – S. 7–11.

31. Parfenova T.M., Bahturov S.F., SHabanov YU.YA. Organicheskaya geohimiya nefteprodukovyashchih porod kuonamskoj svity kembriya (vostok Sibirskoj platformy) // *Geologiya i geofizika*. – 2004. – T. 45. – № 7. – S. 911–923.

32. Parfenova T.M., Kontorovich A.E., Borisova L.S., Melenevskij V.N. Kerogen kuonamskoj svity // *Geologiya i geofizika*. – 2010. – T.51. – №3. – S. 353 – 363.

33. Bahturov S.F., Evtushenko V.M., Pereladov V.S. Kuonamskaya bituminoznaya karbonatno-slancevaya formaciya. – Novosibirsk: Nauka, 1988. – 160 s.

34. Behar F., Vandembroucke M, Tang Y., Marquis F, Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // *Organic Geochemistry*. – 1997. – Vol. 26. – № 5–6, P. 321–339

35. Bordenave M.L. [et al.] *Applied Petroleum Geochemistry* / – Paris, 1993. – 524 p.

36. Burnham A.K. A Simple Kinetic Model of Oil Generation, Vaporization, Coking, and Cracking // *Energy Fuels*. – 2015. – Vol. 29 (11). – P. 7156–7167.

37. Burnham A.K., Sweeney J.J. A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance // *Geochim. Cosmochim. Acta*. – 1989. – V. 3. – № 10. – P. 2649–2657.

© *Е. С. Ярославцева, И. И. Носков, 2021*

СИГНАЛ ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА В ОСЕВОЙ ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЛИНИИ ДЛЯ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ АКВАТОРИЙ МОРСКОГО ШЕЛЬФА

Евгений Валерьевич Агеенков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, старший научный сотрудник, e-mail: AgeenkovEV@ipgg.sbras.ru

Описано поведение сигнала переходного процесса (ПП) в осевой области электрической линии находящейся в водном слое акватории морского шельфа.

Ключевые слова: переходный процесс, электрическая линия, морской шельф

TRANSIENT SIGNAL IN THE AXIAL DOMAIN OF THE ELECTRIC LINE FOR GEOELECTRIC CONDITIONS OF THE OFFSHORE AREA

Evgenii V. Ageenkov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Senior Researcher, e-mail: AgeenkovEV@ipgg.sbras.ru

The behavior of the transient process (TP) signal in the axial region of the electric line located in the water layer of the sea shelf is described.

Keywords: transient electromagnetics, electric line, off-shore

Переходное электромагнитное (ЭМ) поле возникает вокруг импульсного источника. В проводящей поляризуемой среде оно вызывает ПП, сопровождающийся ЭМ сигналом, регистрируемым измерителями.

Известно, что ПП в земле сопровождается протеканием процессов установления ЭМ поля и вызванной поляризации [1, 2 и др.].

Специфика геоэлектрических условий акваторий заключается в присутствии водного слоя – на морях сильно проводящего неполяризуемого. Глубина шельфовой части морей близка к 100–200 м (но в некоторых случаях достигает 500–1500 м, например, у южной части Охотского моря или бровки Новозеландского шельфа) [3].

Водный слой перекрывает геологические образования – проводящие поляризуемые.

Выполнены численные расчёты сигнала ПП в осевой области электрической линии на 3-х электродном измерителе для геоэлектрических условий акваторий морского шельфа.

На измерительной линии $M_1M_2M_3$ рассчитывались сигналы ПП $\Delta U(t)$ (1) между электродами M_1 – M_3 , второй конечной разности сигнала ПП $\Delta^2 U(t)$ (2) между электродами M_1 – M_2 и M_2 – M_3 и их отношение – трансформанта $P_1(t)$ на линии $M_1M_2M_3$ (3) [4].

$$\Delta U(t)_{M_1M_3} = \Delta U(t)_{M_1M_2} + \Delta U(t)_{M_2M_3} \quad (1)$$

$$\Delta^2 U(t)_{M_1M_2M_3} = \Delta U(t)_{M_1M_2} - \Delta U(t)_{M_2M_3} \quad (2)$$

$$P1(t)_{M_1M_2M_3} = \frac{\Delta^2 U(t)_{M_1M_2M_3}}{\Delta U(t)_{M_1M_3}} = \frac{\Delta U(t)_{M_1M_2} - \Delta U(t)_{M_2M_3}}{\Delta U(t)_{M_1M_2} + \Delta U(t)_{M_2M_3}} \quad (3)$$

Расчёты проводились для ряда установок с длиной источника равной АВ, длиной измерительных линий равной АВ/2 и разном равном АВ (табл.1).

Таблица 1

Геометрические характеристики установок

№ установки	Длина источника (АВ), м	Длина измерительных линий (M ₁ M ₂ и M ₂ M ₃), м	Разнос (r), м
1	50	25	100
2	100	50	200
3	250	150	500
4	500	250	1000
5	1000	500	2000
6	2000	1000	4000

Использовалась модель двухслойного полупространства с первым слоем – морская вода и основанием – геологические образования. Геоэлектрические модели численного эксперимента приведены в табл. 2.

Таблица 2

Модели среды

Слой	ρ , Ом·м	η , %	τ , с	с, б.р.	h, м
1	0.25	0			50, 100, 150, 200, 250
2	1.5	0 или 15	– или 0.5	– или 0.5	∞

Переходный процесс на интервале времён от 1 мс до 16 с рассчитывался после бесконечного импульса тока (импульс возбуждения – функция Хевисайда или ступень после выключения бесконечно длящегося тока).

Результаты расчётов, представленные на рис. 1–3 для установки с длиной источника 50 м, описывают изменения протекания ПП при разной высоте (z) расположения горизонтальной установки над морским дном (геологическими образованиями).

После импульса тока сигнал переходного процесса на измерителе не изменится какое-то время, это говорит о том, что появившийся вихревой ток поддерживает структуру исчезающего гальванического тока – ранняя стадия переходного процесса (РСПП). После того как высокочастотное магнитное поле, удерживает

живающее вихревой ток в соленоидальной петле [5], затухает, начинается диффузионное просачивание вихревого тока в среде (растекание вглубь и вширь). Его плотность уменьшается, это отражается на уменьшении сигнала на измерителях – протекает процесс становления ЭМ поля (СП). Как только вихревые токи затухают (их плотность становится меньше плотности токов гальванически (ВПГ) и индукционно вызванной поляризации (ВПИ)) сигнал начинает определяться токами ВПГ или ВПИ. Скорость диффузии вихревых токов (скорость протекания процесса СП) зависит от проводящих свойств геологической среды, соответственно момент, когда токи ВП начнут определять протекание переходного процесса, так же связано с этой характеристикой среды.

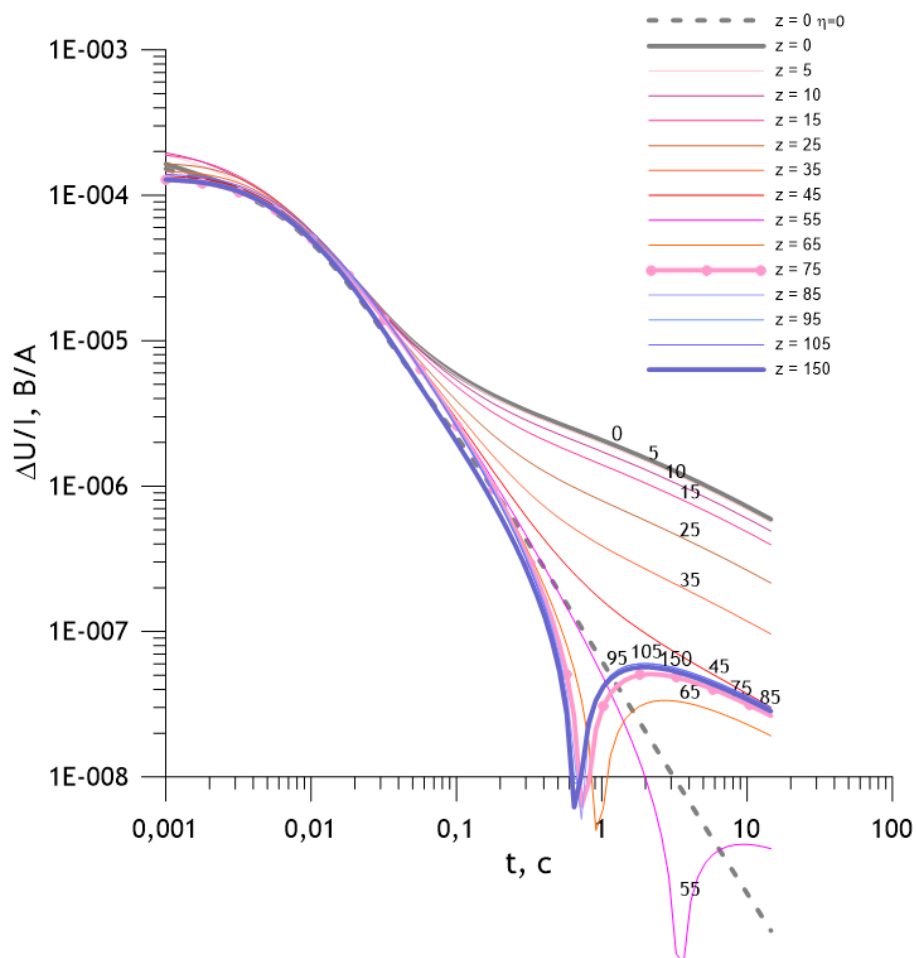


Рис. 1. Сигналы ПП для установки с длиной источника 50 м размещённой на разной высоте над морским дном.

Индексы кривых – высота установки над морским дном (z , м)

При расположении установки на дне акватории (на геологических отложениях) ПП протекает схоже с условиями суши [6, 7] (см. рис. 1–3, графики с индексом $z=0$).

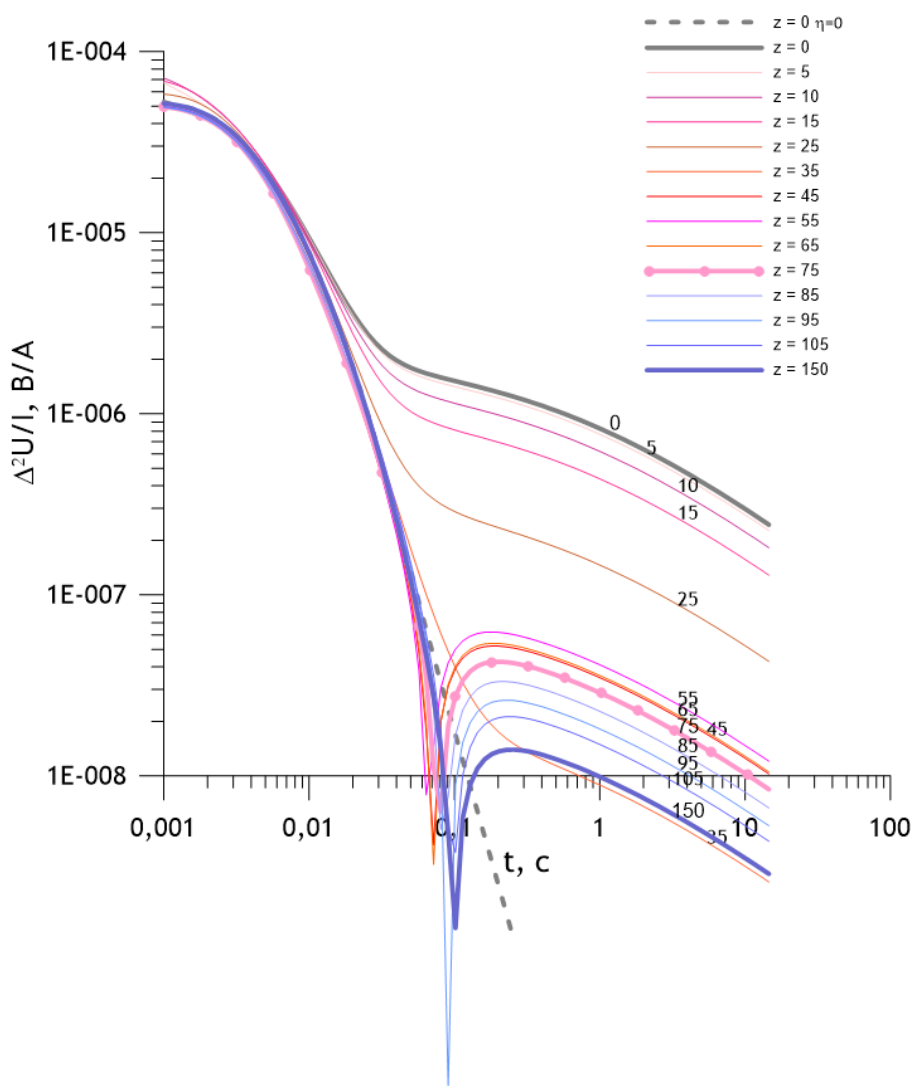


Рис. 2. Сигналы конечной разности ПП для установки с длиной источника 50 м размещённой на разной высоте над морским дном

Если о сигнале ПП для источника незаземлённая петля можно сказать, в нём конкурируют проявления сигналов становления и ВПИ, то о сигнале ПП для заземлённой электрической линии можно сказать, что в нём конкурируют сигналы СП, ВПИ и ВПГ (см. рис. 1–3). Для геоэлектрических условий суши о проявлении сигнала ВПИ можно говорить лишь теоретически (его превосходит сигнал ВПГ), то для геоэлектрических условий акваторий можно практически наблюдать проявление сигнала поляризации вызванной вихревым током в сигнале ПП. Преимущество в конкуренции между сигналами ВП, связанными с гальваническим и вихревым током, предопределяет высота установки над дном моря (поляризующейся средой). Однако сигналы СП, ВПИ и ВПГ всегда присутствуют в ПП для источника заземлённая линия.

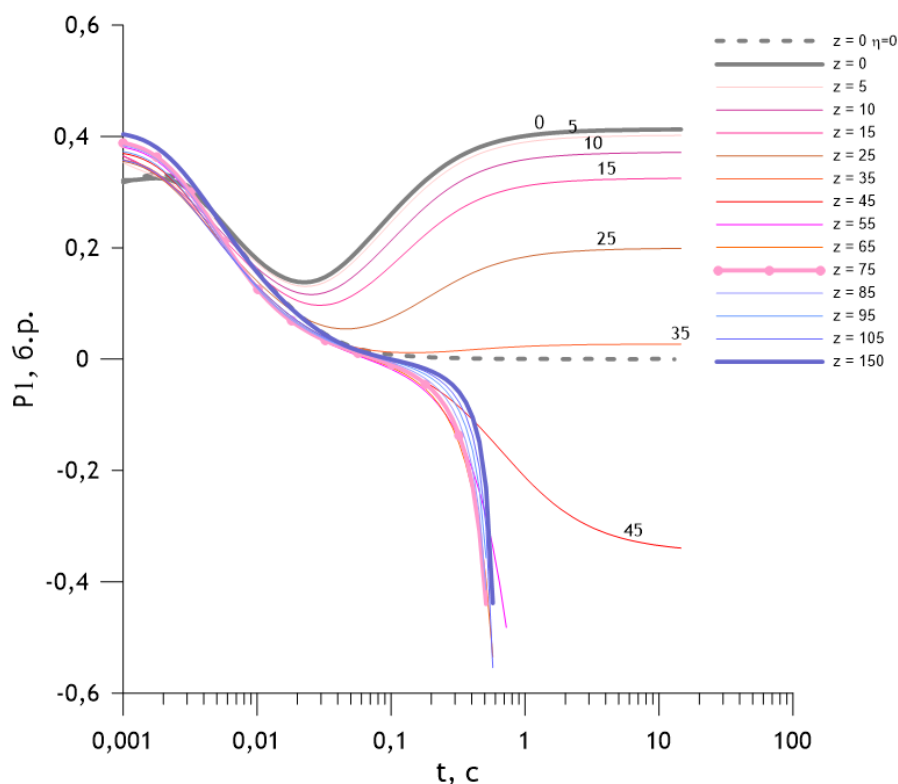


Рис. 3. Сигнал трансформанты $P_1(t)$ для установки с длиной источника 50 м размещённой на разной высоте над морским дном

На графике (рис. 4) показано изменение абсолютных значений ΔU и $\Delta^2 U$ на времени 1 с для установок, расположенных на разной высоте над поляризующимся дном (z , м). Красным цветом – положительные значения, синим – отрицательные. Изменения величины ΔU показывает преобладание сигнала ВПГ в сигнале ПП вблизи поляризующегося слоя до высоты порядка 50 м (близка к длине источника). Уменьшение значений ΔU связано как с удалением от поляризующегося объекта, так и с влиянием сигнала ВПГ, имеющего другую полярность. Выше 50 м наблюдается минимум абсолютных значений сигнала, что, вероятно, свидетельствует о взаимной компенсации сигналов ВПГ и ВПИ в сигнале ПП. При дальнейшем подъёме установки отрицательные значения сигнала ПП меняются слабо, до самой поверхности. Распределение сигнала $\Delta^2 U$ схоже, но смена знака происходит на меньшей высоте над дном - порядка 35 м. Минимальные значения $\Delta^2 U$ можно отметить на двух высотах: 35 и 150 м (высота 150 м соответствует расположению установки на поверхности водной толщи).

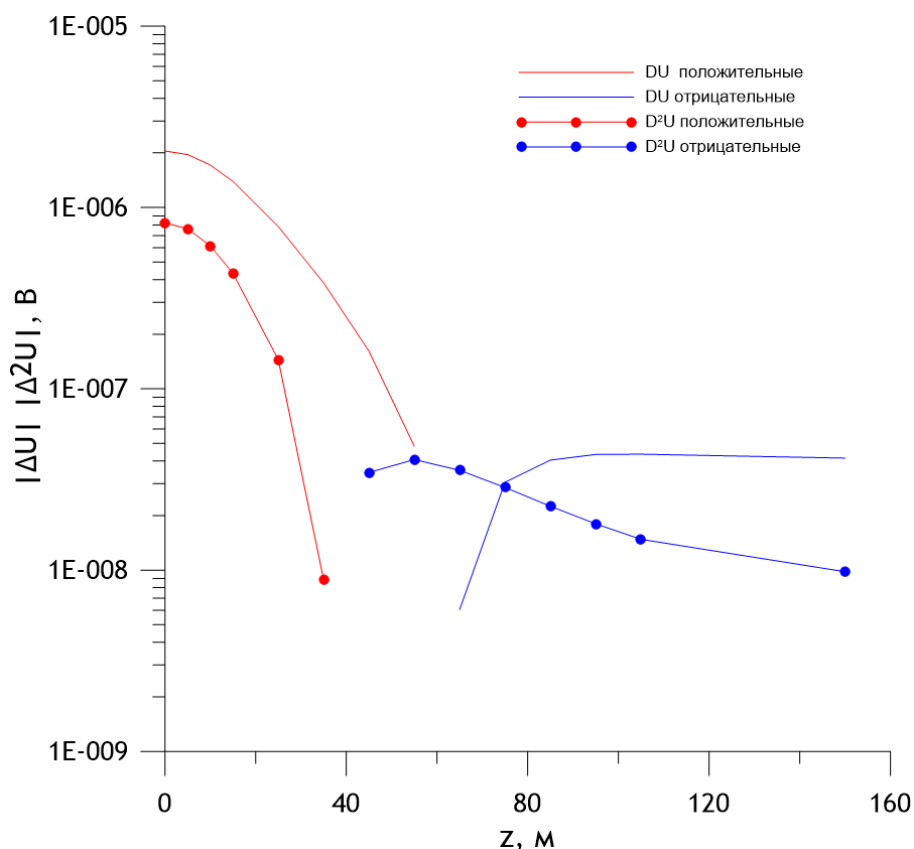


Рис. 4. Абсолютные значения ΔU и $\Delta^2 U$ на времени 1 с для установок, расположенных на высоте от 0 до 150 м над дном моря при мощности водной толщи 150 м

Заключение. В ПП для источника заземлённая линия присутствуют сигналы СП, ВПИ и ВПГ. Характер проявления сигнала ВП в сигнале ПП для условий акваторий зависит от высоты установки над дном и определяется или сигналом ВПГ или сигналом ВПИ. Проявление сигнала ВПИ выражается в смене полярности сигнала ПП. Изменение характера проявления сигнала ВП происходит на высоте сопоставимой с длиной источника.

При увеличении длины источника увеличивается продолжительность во времени РСПП, которая не зависит от высоты установки над дном.

Автор благодарен д-р геол.-минерал. наук, доценту, гл. науч. сотр. ИНГГ СО РАН Евгению Юрьевичу Антонову и Д-р геол.-минерал. наук., профессору, гл. науч. сотр. ИНГГ СО РАН Николаю Олеговичу Кожевникову за ценные советы по улучшению структуры и содержания публикации.

Работа выполнена при поддержке программы ФНИ №0331-2019-0007.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Комаров В.А. Электроразведка методом вызванной поляризации. – Л. : Недра, 1980. – 391 с.
2. Каменецкий Ф.М. Электромагнитные геофизические исследования МПП. – М. : ГЕОС, 1997. – 162 с.

3. Леонтьев О.К. Дно океана. М.: Мысль. – 1968. – 320 с.
4. Легейдо П.Ю., Мандельбаум М.М., Рыхлинский Н.И. Дифференциально-нормированный метод электроразведки при прямых поисках залежей углеводородов // Геофизика. – 1995. – № 4. – С. 42–45.
5. Матвеев Б.К. Электроразведка. – М. : Недра, 1990. – 368 с.
6. Легейдо П.Ю. Теория и технология дифференциально-нормированной геоэлектроразведки для изучения поляризующихся разрезов в нефтегазовой геофизике: дис. ... д-ра геолог.-минералог. наук: 04.00.12. – Иркутск, 1998. 198 с.
7. Агеенков Е.В., Ситников А.А., Пестрев И.Ю., Попков А.В. О проявлении процессов индукционного становления и вызванной поляризации при работе с осевой и симметричной электрическими установками // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 7. – С. 976–991. URL: <https://doi.org/10.15372/GiG2019151>.

REFERENCES

1. Komarov V.A. Elektrozvedka metodom vyzvannoy polarizatsii. – L. : Nedra, 1980. – 391 s.
2. Kamenetskiy F.M. Elektromagnitnyye geofizicheskiye issledovaniya MPP. – M. : GEOS, 1997. – 162 s.
3. Leont'yev O.K. Dno okeana. M.: Mysl'. – 1968. – 320 s.
4. Legeydo P.YU., Mandel'baum M.M., Rykhlin'skiy N.I. Differentsial'no-normirovanny metod elektrozvedki pri pryamykh poiskakh zalezhey uglevodorodov // Geofizika. – 1995. – № 4. – S. 42–45.
5. Matveyev B.K. Elektrozvedka. – M. : Nedra, 1990. – 368 s.
6. Legeydo P.YU. Teoriya i tekhnologiya differentsial'no-normirovannoy geoelektrozvedki dlya izucheniya polarizuyushchikhsya razrezov v neftegazovoy geofizike: dis. ... d-ra geolog.-mineralog. nauk: 04.00.12. – Irkutsk, 1998. 198 s.
7. Ageyenko Ye.V., Sitnikov A.A., Pestrev I.YU., Popkov A.V. O proyavlenii protsessov induktsionnogo stanovleniya i vyzvannoy polarizatsii pri rabote s osevoy i simmetrichnoy elektricheskimi ustanovkami // Geologiya i geofizika. – 2020. – Т. 61. – № 7. – S. 976–991. URL: <https://doi.org/10.15372/GiG2019151>.

© Е. В. Агеенков, 2021

НОВЫЙ ВИД ИНДУКЦИОННЫХ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК, ОСЛОЖНЕННЫХ ВЛИЯНИЕМ БЫСТРОПРОТЕКАЮЩЕЙ ВЫЗВАННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ

Евгений Юрьевич Антонов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, д.ф.-м.н, доцент, главный научный сотрудник, тел. (383) 333-28-16, e-mail: AntonovEY@ipgg.sbras.ru

Николай Олегович Кожевников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, д.г.-м.н, профессор, главный научный сотрудник, тел. (383) 333-28-16, e-mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

Михаил Александрович Корсаков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (383) 333-28-16, e-mail: KorsakovMA@ipgg.sbras.ru

Обсуждаются эффекты индукционно-вызванной поляризации с несколькими временами релаксации.

Ключевые слова: метод переходных процессов, индукционно-вызванная поляризация, мерзлые породы

A NEW TYPE OF INDUCTIVE TRANSIENT CHARACTERISTICS COMPLICATED BY THE INFLUENCE OF FAST-PROCESSING INDUCED POLARIZATION

Evgeniy Yu. Antonov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Ave., Novosibirsk, 630090, Russia, Dr. Sc., Chief Scientist, tel. (383) 333-28-16, e-mail: AntonovEY@ipgg.sbras.ru

Nikolay O. Kozhevnikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Ave., Novosibirsk, 630090, Russia, Dr. Sc., Prof., Chief Scientist, tel. (383) 333-28-16, e-mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

Mikhail A. Korsakov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Ave., Novosibirsk, 630090, Russia, post-graduate, tel. (383) 333-28-16, e-mail: KorsakovMA@ipgg.sbras.ru

The effects of induction-induced polarization with several relaxation times are discussed.

Keywords: transient electromagnetic method, inductively induced polarization, frozen rocks

При проведении съёмки методом переходных процессов в северных районах, где распространены многолетнемерзлые породы, часто проявляются эффекты индукционно-вызванной поляризации (ВПИ). Согласно результатам ин-

версии переходных характеристик, выполненной с учётом поляризуемости среды на основе формулы для частотно-зависимого комплексного удельного электрического сопротивления [1]:

$$\rho_{cc}(\omega) = \rho_0 \left\{ 1 - m \left[1 - \frac{1}{1 + (i\omega\tau)^c} \right] \right\}, \quad (1)$$

эффекты ВПИ порождаются быстро устанавливающейся вызванной поляризацией мёрзлых пород верхней части геологического разреза (ВЧР). Мёрзлые породы ВЧР характеризуются устойчивым набором поляризационных параметров, входящих в формулу (1): поляризуемость m заключена во всем возможном диапазоне от 0. до 1. (100 %); постоянная времени релаксации τ поляризационного процесса изменяется от единиц до первых сотен микросекунд. В отличие от m и τ показатель степени c в большинстве случаев близок к единице. Это свидетельствует об узком диапазоне распределения времён релаксации (дебаевская модель).

Обычно переходная характеристика эдс, осложненная ВПИ демонстрирует двойную смену полярности на ранних временах регистрации. На рис. 1 показан пример таких данных и результатов инверсии, измеренных на одном из участков съёмок методом малоглубинных зондирований становлением поля на п-ве Ямал. Для большинства подобных переходных характеристик удаётся решить обратную задачу в рамках слоистой модели с использованием дебаевской модели релаксации ($c=1$). На рисунке представлены переходные характеристики эдс, которые принимают отрицательные значения в интервалах времен 66.5–188 мкс (рис. 1а) и 25–99.4 мкс (рис. 1б). В области отрицательных значений переходные характеристики эдс имеют минимумы при $t_{min}=88.6$ мкс (рис. 1а) и $t_{min}=31.5$ мкс (рис. 1б). Интервалы положительного и отрицательного сигналов отмечены на поле графиков соответствующими знаками.

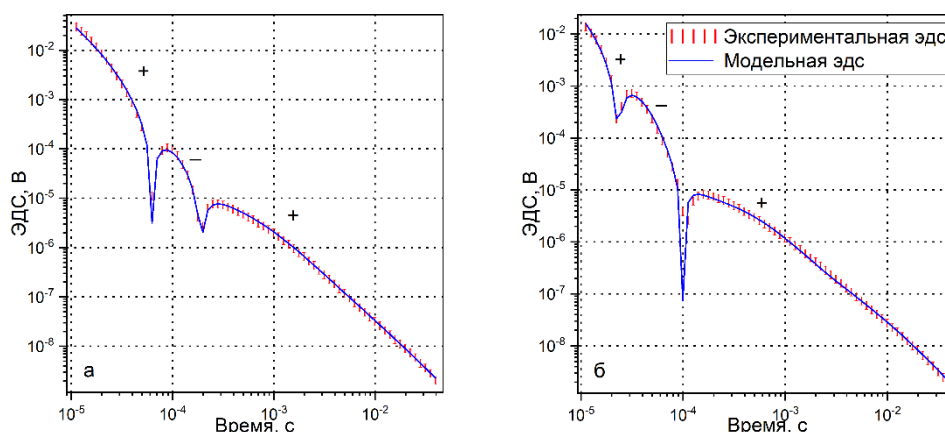


Рис. 1. Пример инверсии индукционных переходных характеристик эдс, с типичными проявлениями индукционно-вызванной поляризации.

В табл. 1 приведены параметры геоэлектрических моделей, полученных при инверсии данных с помощью программы TEM-IP (ИНГГ СО РАН, [2, 3]).

Геоэлектрические модели

Модель 1, (рис. 1а)					Модель 2, (рис. 1б)				
№	ρ , Ом·м	h, м	m	τ , мкс	№	ρ , Ом·м	h, м	m	τ , мкс
1.	156	155	0.3	38	1.	296	146	0.44	17
2.	3.47	28.2			2.	988	31.3		
3.	50.2	56.5			3.	4.85	32.6		
4.	6.27	126			4.	59.5	59.7		
5.	4.99				5.	4.39	127		
					6.	5.95			

Из таблицы видно, что для подбора экспериментальных данных достаточно одного поляризующегося слоя (Модель 1 и Модель 2). Поведение эдс свидетельствует о том, что процесс релаксации является дебаевским с постоянными времени τ 38 мкс и 17 мкс, соответственно. Время релаксации соотносится с временем t_{min} локального минимума как $\tau \sim t_{min} / 2$.

Отметим, что до недавнего времени описанный подход позволял интерпретировать переходные характеристики с проявлением ВПИ. Тем не менее, при инверсии переходных характеристик эдс иногда возникали сложности при подборе модели для данных с интервалом отрицательных значений сигнала. Проблемы обычно относились на счет несовершенства аппаратуры или влияния помех в областях перехода сигнала через ноль. Однако в последние годы геофизическая аппаратура вышла на новый уровень, что способствовало повышению качества регистрации и обработки цифровых сигналов. Кроме этого расширилась география работ методом электромагнитных зондирований.

Благодаря использованию новой аппаратуры те особенности переходных характеристик, о которых ранее изредка упоминалось в публикациях (например: сигналы с несколькими экстремумами в области отрицательных значений или многократная – более двух раз - смена полярности эдс) стали выявляться регулярно. Пример таких переходных характеристик с результатами их интерпретации представлен на рис. 2.

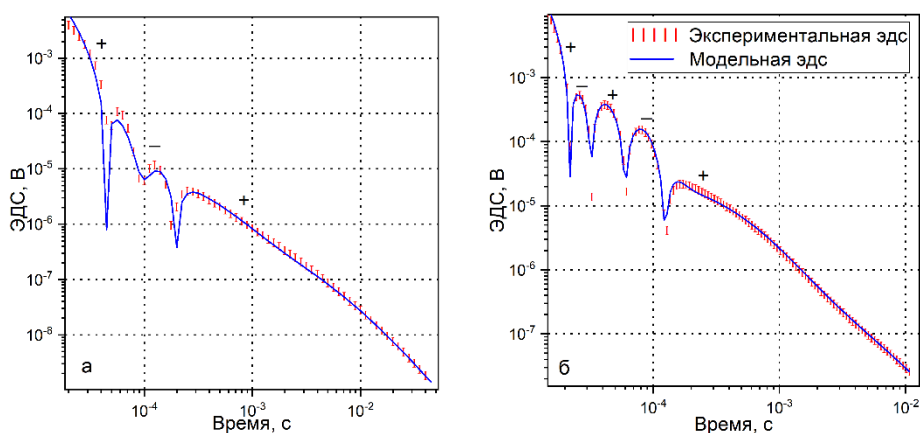


Рис. 2. Пример инверсии индукционных переходных характеристик эдс, с проявлениями индукционно-вызванной поляризации.

В табл. 2 приведены геоэлектрические модели, полученные в результате инверсии эдс показанных на рис. 2.

Таблица 2

Геоэлектрические модели

Модель 3, (рис. 2а)					Модель 4, (рис. 2б)				
№	ρ , Ом·м	h, м	m	τ , мкс	№	ρ , Ом·м	h, м	m	τ , мкс
1.	128.	51.5	0.33	21.4	1.	154.	45.7	0.54	10.
2.	365.	50.4	0.48	51.4	2.	351.	90.3	0.81	51.
3.	311.	97.2	0.79	52.9	3.	4.41	25.3		
4.	3.82	20.9			4.	58.4	36.4		
5.	51.7	30.6			5.	68.0	52.4		
6.	5.14	120.			6.	5.52	123.		
7.	11.5				7.	6.33			

Из рис. 2 видно, что мы имеем дело с более сложным видом поляризации, чем на рис. 1. На графике экспериментальной эдс (рис. 2а) видны два локальных минимума на временах $t_{min,1}=56.4$ мкс и $t_{min,2}=125$ мкс в отрицательной области сигнала, расположенном в интервале времен от 47.4 мкс до 188.5 мкс. На графике на рис. 2б эдс четыре раза меняет знак. В интервале времён от 23 мкс до 125.5 мкс наблюдается два отрицательных локальных минимума на временах $t_{min,1}=26$ мкс и $t_{min,2}=77.6$ мкс, и между этими минимумами - один положительный максимум при $t_{max}=41.3$ мкс.

В результате инверсии этих данных получены две геоэлектрические модели (табл. 2). Для подбора эдс на рис. 2а потребовалось три поляризующихся слоя (Модель 3), для эдс с рис. 2б – два поляризующихся слоя (Модель 4). При этом в Модели 3 второй и третий слои имеют близкие значения сопротивлений и времен релаксации. Особенностью, о которой свидетельствуют результаты инверсии, является рост поляризуемости в слоях, расположенных на большей глубине. Причина этого заключается в том, что верхний поляризующий слой «экранирует» нижний поляризующийся; поэтому чтобы нижний слой проявился как поляризующийся он должен иметь поляризуемость и/или время релаксации большие, чем у вышележащего слоя.

Поляризация горных пород может быть обусловлена разными причинами. В одном объекте могут существовать несколько поляризационных процессов с разными временами релаксации [4]. При интерпретации таких процессов используется разложение комплексного удельного сопротивления по спектрам Дебая [5, 6]:

$$\rho_D(\omega) = \rho_0 \left[1 - \sum_{k=1}^{N_D} m_k \left(1 - \frac{1}{1 + i\omega\tau_k} \right) \right], \quad m = \sum_{k=1}^{N_D} m_k, \quad (2)$$

где ρ_0 – сопротивление на постоянном токе, N_D – количество членов разложения, m_k , τ_k – параметры поляризации и времени релаксации для входящих в разложе-

ние релаксационных процессов, $k=1, \dots, N_D$, m – суммарная поляризуемость ($0 \leq m \leq 1$).

С помощью разработанной нами программы QQIPDD (ИНГГ СО РАН) мы выполнили расчеты переходных характеристик для соосной петлевой установки с генераторной петлей -100×100 м и приёмной петлей -20×20 м на поверхности проводящего поляризующегося полупространства с сопротивлением $\rho_0 = 100$ Ом·м для двух моделей с дебаевской релаксацией сопротивления (2). Результаты расчетов представлены на рис. 3.

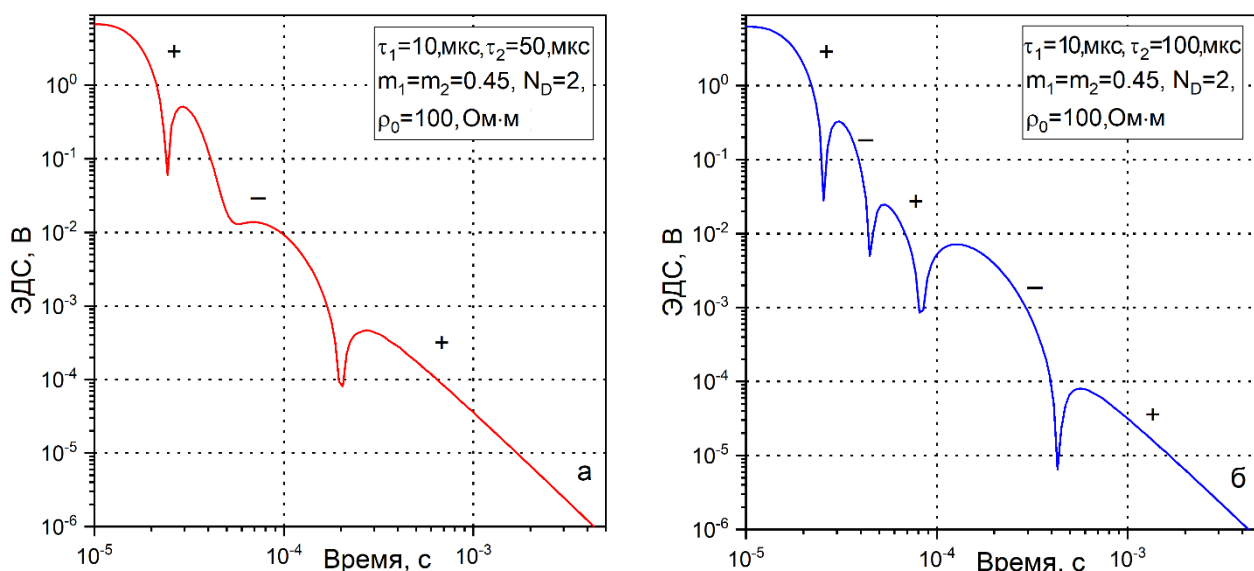


Рис. 3. Переходные процессы для поляризующегося полупространства с сопротивлением 100 Ом·м и двумя временами релаксации.

Вычисления производились для двухкомпонентного ($N_D=2$) разложения по временным константам: $\tau_1=10$ мкс, $\tau_2=50$ мкс (рис. 3а), и $\tau_1=10$ мкс, $\tau_2=100$ мкс (рис. 3б), при равных значениях параметров поляризуемости: $m_1=m_2=0.45$. Параметры моделей приведены в легенде рисунков. Сравнение рисунков 2 и 3 позволяет сделать заключение, что пачка поляризующихся слоев может проявляться как один эквивалентный слой с несколькими релаксационными процессами.

Заключение

Представлен анализ переходных характеристик, осложненных эффектом вызванной поляризации, зависящим от нескольких релаксационных процессов.

Приведены результаты инверсии с помощью программы TEM-IP на основе модели с несколькими поляризующимися слоями.

Для моделирования переходных характеристик с учетом нескольких поляризационных процессов в одном слое написана программа QQIPDD (разработанная соавторами). В этой программе используется удельное электрическое сопротивление, описываемое дискретным набором времён релаксации и поляризуемо-

сти. Как показало моделирование переходных характеристик модель в виде пачки поляризующихся слоёв (1) эквивалентна одному слою с несколькими поляризационными процессами (2).

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0007 «Геоэлектрика в исследованиях геологической среды: технологии, полевой эксперимент и численные модели».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Pelton W.H., Ward S.H., Hallof P.G., Sill W.R., Nelson P.H. Mineral discrimination and removal of inductive coupling with multifrequency IP // *Geophysics*, 1978, v. 43, n 3, P. 588-609.
2. Антонов Е.Ю., Кожевников Н.О., Корсаков М.А. Автоматизированная система для интерпретации данных индукционных импульсных электромагнитных зондирований с учётом индукционно-вызванной поляризации // *Геология и геофизика*, 2014, Т. 55, №8, С. 1282-1293.
3. Антонов Е.Ю., Кожевников Н.О., Корсаков М.А., Эпов М.И. Программа для ЭВМ "ТЕМ-IP" свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RUS 2018612347 от 15.02.2018.
4. Nordsiek S., Weller A. A new approach to fitting induced-polarization spectra. // *Geophysics*, 2008, 73(6), F235–F245.
5. Tarasov A., Titov K. Relaxation time distribution from time domain induced polarization measurements // *Geophysical Journal International*, 2007, 170, P. 31–43.
6. Tong M., Li L., Wang W., Jiang Y. Determining capillary-pressure curve, pore-size distribution and permeability from induced polarization of shaley sand. // *Geophysics*, 2006, 71(3), N33–N40.

REFERENCES

1. Pelton W.H., Ward S.H., Hallof P.G., Sill W.R., Nelson P.H. Mineral discrimination and removal of inductive coupling with multifrequency IP // *Geophysics*, 1978, v. 43, n 3, P. 588-609.
2. Antonov E.Yu., Kozhevnikov N.O., Korsakov M.A. Software for inversion of TEM data affected by fast-decaying induced polarization // *Russian geology and geophysics*, 2014, V. 55, №8, P. 1019-1027.
3. Antonov E.Yu., Kozhevnikov N.O., Korsakov M.A., Epov M.I. Programma dlya EVM "TEM-IP" svidetel'stvo o registratsii programmy dlya EVM RUS 2018612347 ot 15.02.2018.
4. Nordsiek S., Weller A. A new approach to fitting induced-polarization spectra. // *Geophysics*, 2008, 73(6), F235–F245.
5. Tarasov A., Titov K. Relaxation time distribution from time domain induced polarization measurements // *Geophysical Journal International*, 2007, 170, P. 31–43.
6. Tong M., Li L., Wang W., Jiang Y. Determining capillary-pressure curve, pore-size distribution and permeability from induced polarization of shaley sand. // *Geophysics*, 2006, 71(3), N33–N40.

© Е. Ю. Антонов, Н. О. Кожевников, М. А. Корсаков, 2021

ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА УРАНА В ВОДНЫХ ПРОБАЗ ОБЪЕКТА «КРИСТАЛЛ» В 2019 Г.

Светлана Юрьевна Артамонова

Институт геологии и минералогии им. В. С. Соболева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, д.г.-м.н., старший научный сотрудник, тел. (383) 333-27-92, e-mail: artam@igm.nsc.ru

Дмитрий Юрьевич Троицкий

Институт неорганической химии им. А. В. Николаева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Лаврентьева, 3, ведущий инженер, тел. (383) 330-69-65, e-mail: dmitroitsk@ngs.ru

Владислав Егорович Ушницкий

Министерство экологии, природопользования и лесного хозяйства Республики Саха (Якутия), 677000, Россия, г. Якутск, ул. Дзержинского 3/1, главный специалист, e-mail: ushnitski@mail.ru

В работе обсуждаются первые результаты изучения изотопного состава урана в поверхностных водах, отобранных на площадке боевой скважины объекта мирного подземного ядерного взрыва «Кристалл». Изотопный состав урана изучался с применением масс-спектрометрии на индуктивно-связанной плазме.

Ключевые слова: поверхностные воды, уран, изотопы, геотехногенная система, мирный подземный ядерный взрыв (ПЯВ), Якутия, геоэкологические исследования

FIRST RESULTS OF STUDY OF ISOTOPE COMPOSITION OF URANIUM IN WATER SAMPLES OF THE “CRYSTAL” SITE

Svetlana Yu. Artamonova

V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Ave., Novosibirsk, 630090, Russia, Dr. Sc., Senior researcher, tel. (383) 333-27-92, e-mail: artam@igm.nsc.ru

Dmitrii Yu. Troitskii

A.V. Nikolaev Institute of Inorganic Chemistry SB RAS, 3 Akademika Lavrent'ev Ave, Novosibirsk, 630090, Russia, Senior engineer, tel. (383) 330-69-65, e-mail: dmitroitsk@ngs.ru

Vladislav E. Ushnitskii

Ministry of Ecology, Nature management and Forestry of the Sakha Republic (Yakutia), 31/1 Dzerzhinskogo, 3/1, Yakutsk, 67700, Russia, Senior specialist, e-mail: ushnitski@mail.ru

The first results of isotope composition of uranium of surface water of the peaceful underground nuclear explosion “Crystal” site are discussed. The isotope ratio is determined by the mass-spectrometry on the inductively coupled plasma.

Keywords: surface water, uranium, isotope, geotechnogenesis system, peaceful underground nuclear explosion (PUNE), Yakutia, geoecological research

Введение

С 1990-х гг. после рассекречивания в бывшем СССР объектов мирных подземных ядерных взрывов (ПЯВ) началось их широкое радиоэкологическое изучение. Актуальность изучения объектов ПЯВ не вызывает сомнений, поскольку с ними связаны риски распространения радионуклидов и специфической группы химических элементов в среде обитания человека. ПЯВ «Кристалл» мощностью 1.7 кт в тротиловом эквиваленте был проведен в 1974 г. в 9 км к северо-востоку от г. Удачный на глубине 98 м для получения навала (рис. 1). В 1992 г. навал над устьем боевой скважины был засыпан обломочным материалом и дополнительно досыпан в 2007 г., тем самым был сформирован так называемый «саркофаг», а вокруг площадки поставлен забор. В 2019 г. на площадке боевой скважины ПЯВ «Кристалл» наряду с выходом подземных рассолов впервые было выявлено просачивание из недр уран-содержащих сульфатных стоков [1]. Концентрация урана в этих стоках до 30-ти раз превышала местный фоновый уровень в речной воде.

Вопрос об источнике урана в сульфатных стоках площадки ПЯВ «Кристалл» остается открытым. Изотопные исследования могли бы пролить свет на него. Известно, что природный уран состоит из 3-х изотопов с массовым отношением в земной коре: $^{238}\text{U} : ^{235}\text{U} : ^{234}\text{U} = 99.2745 : 0.72 : 0.0055$ [2]. В природных водных системах радиоактивное отношение четных изотопов $^{234}\text{U}/^{238}\text{U}$, как правило, бывает неравновесным (> 1) как следствие эффекта Чердынцева-Чалова [3], и он, главным образом, может свидетельствовать о природных экзогенных процессах [4]. В нашем случае наиболее показательны изотопные отношения $^{238}\text{U}/^{235}\text{U}$, $^{234}\text{U}/^{235}\text{U}$, связанные с ^{235}U , так называемым, оружейным ураном. В уране, прошедшем через технологические процессы обогащения, $^{238}\text{U}/^{235}\text{U}$ будет смещенным, тогда как в современных природных системах земной коры массовое отношение $^{238}\text{U}/^{235}\text{U}$ постоянно и равно 137.88 [2], что также справедливо для природных водных систем.

Целью настоящей работы было определить изотопное отношение урана в пробах поверхностных и грунтовых вод площадки боевой скважины ПЯВ «Кристалл».

Методы и материалы

В 2019 г. на площадке ПЯВ «Кристалл» и из местных водотоков отобрана коллекция поверхностных вод (25 проб) и две пробы грунтовых вод из наблюдательных скважин на площадке ПЯВ «Кристалл» (рис. 1). В полевых условиях в день отбора пробы фильтровали через бумажный фильтр «синяя лента», консервировали добавлением концентрированной азотной кислоты из расчета 4 мл на 1 л. В качестве фоновой выбрана точка на р. Далдын в 12 км выше по течению от г. Удачный и участков промышленного освоения недр.

Содержание ^{238}U и изотопное отношение $^{238}\text{U}/^{235}\text{U}$ в пробах воды определяли масс-спектрометрическим методом на приборе Agilent 8800 с тройным квадруполем (Agilent Technologies, США). Для устранения интерференций, вызванных полиатомными ионами, применяли реакционно-столкновительную ячейку с гелием в качестве реакционного газа.

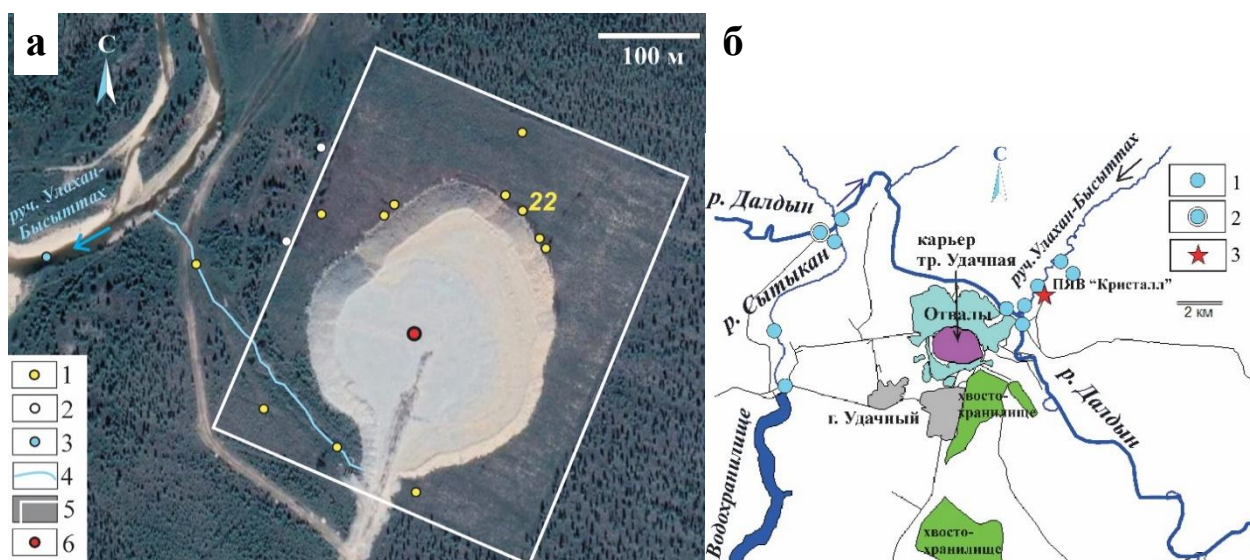


Рис. 1. Схема отбора водных проб на площадке ПЯВ «Кристалл» (а) и из местных рек (б) в 2019 г. Условные обозначения:

- а) 1 – поверхностные воды, 2 – грунтовые воды из скважин, 3 – проба из р. Улахан-Бысытта, 4 – ручеек без названия, 5 – забор, 6 – столб – репер над устьем боевой скважины; б) 1 – точка отбора на реке, 2 – фоновая точка, 3 – объект ПЯВ «Кристалл»

Предел обнаружений урана в анализируемом растворе составляет 3 нг/л. Относительное стандартное отклонение определения концентраций урана в пробах не превышает 10 %, что соответствует требованиям количественного анализа.

По сравнению с элементным анализом время замеров сканирования изотопов было значительно увеличено: раствор вводился в прибор (впрыскивался) в течение 20 мин непрерывно с постоянной скоростью, при этом проводился многократный отсчет масс-спектров на каждой массе в диапазоне 235 – 238 а.е.м. для накопления достаточного количества измеренных данных для их статистической обработки. Измерения в пробах воды проводили напрямую, а для части проб с повышенной минерализацией – в разбавленном в 100 и более раз виде для снижения влияния матрицы. Для большинства проб относительная погрешность измерений ^{238}U была не более 1.5 %, а ^{235}U – не превышала 10 % (табл. 1). Весьма низкие концентрации урана в исходных пробах, наличие в анализируемых растворах водной матрицы (макро- и микроэлементов) не позволили снизить погрешность.

В качестве контроля использовали растворы стандартов магматических горных пород: альбитизированного гранита СГ-1А (ГСО 520-84П) и кварцевого диорита СКД-1 (ГСО 6103-91) с аттестованным содержанием урана 63 мг/кг и ориентировочным содержанием 2 мг/кг соответственно. Растворы получены путем кислотного разложения несколько мг навески стандартных проб. Исходили из того, что этим природным объектам присущи природные отношения изотопов, близкие к $^{238}\text{U}/^{235}\text{U} = 137.88$ [2]. Кроме того, периодические замеры стан-

дартов в начале, в середине и в конце измерений на масс-спектрометре позволяли проводить внутренний приборный контроль.

Результаты

Концентрации урана и изотопные отношения $^{238}\text{U}/^{235}\text{U}$ в речной воде и поверхностных и грунтовых водах площадки ПЯВ «Кристалл» приведены в табл. 1. Результаты замеров растворов стандартных образцов приведены в табл. 2.

Таблица 1

Изотопное отношение $^{238}\text{U}/^{235}\text{U}$ по результатам масс-спектрометрических измерений

проба	место отбора	U, мкг/дм ³	²³⁵ U, cps	²³⁸ U, cps	²³⁸ U/ ²³⁵ U
р. Сытыкан					
5а	в 360 м ниже плотины водохранилища	0.27	~*276	37140±640	~ 134.56
4а	в 3 км ниже водохранилища	0.52	614±47	87010±1100	141.81
1а	в 500 м выше устья	0.53	861±43	119560±1430	138.86
р. Далдын					
3а	в 500 м выше устья р. Сытыкан, фон	0.15	~ 255	34970±430	~ 137.33
2а	в 1 км ниже т. 3а	0.48	534±43	74000±850	138.47
9а	в 500 м выше устья р. Улахан-Бысытта	0.58	554±40	76900±990	138.89
10а	в 1 км ниже т. 9а	0.44	550±45	75270±840	136.82
28а	в 2 км выше устья р. Киенг	0.76	398±36	55000±1360	138.13
29а	в 300 м ниже т. 28а	0.49	385±38	53030±1730	137.81
31а	в 400 м ниже т. 29а	0.67	352±31	49170±670	139.79
р. Улахан-Бысытта и ее приток					
11а	в 1.2 км выше объекта «Кристалл»	0.18	434±41	59630±680	137.29
12а	левый приток, около т. 11а	0.26	210±20	28870±330	137.59
13а	около объекта «Кристалл»	0.14	~ 107	14900±250	~ 139.54
8а	в 500 м выше устья	0.22	1271±76	177790±1810	139.87
площадка объекта ПЯВ «Кристалл»					
14а	грунтовая вода	0.58	~ 82	11050±220	~ 134.83
15а	из наблюдательных скважин	0.48	~106	15100±250	~142.81
18а	сток из-под саркофага, юго-западное подножье	9.01	1538±79	217060±1750	141.16
17а	верхнее течение ручья	11.56	2761±123	384540±2500	139.27
16а	нижнее течение ручья	5.66	1110±56	155690±2310	140.22
19а	северо-западное подножье саркофага	4.42	1032±49	142870±1540	138.41
20а		4.58	719±48	99180±900	137.88
21а	северное подножье саркофага	0.87	246±24	31900±790	129.83
22а		0.70	~132	18840±1570	~143.09
23а		1.91	~251	34410±2030	~137.34
24а		0.97	~164	22630±1240	~138.09
25а	юго-восточное подножье саркофага	0.33	~41	5780±440	~139.70
26а	площадка, лужа	0.94	514±62	71410±2780	138.88
X	холостая проба	0.003	-	-	-

cps – интенсивность сигнала (импульс/сек), * ~ приближительное значение.

Таблица 2

Изотопное отношение $^{238}\text{U}/^{235}\text{U}$ в растворах стандартных образцов

стандарт	горная порода	U, мг/кг	масс-спектрометрические измерения	^{235}U , cps	^{238}U , cps	$^{238}\text{U}/^{235}\text{U}$
СКД-1	кварцевый диорит	2,0*	начало замеров	355±35	49580±580	139.64
СГ-1А	альбитизированный гранит	63.0	начало замеров	312±33	42940±720	137.77
			середина замеров	358±43	49940±1260	139.62
			конец замеров	323±35	44930±660	139.09

*- ориентировочное содержание

Обсуждение

Изотопное отношение $^{238}\text{U}/^{235}\text{U}$ в растворах стандартных образцов соответствует природному значению в пределах погрешности измерений, которая не превышала 12.1 % (табл. 2). Эти данные в течение эксперимента практически не изменялись (в пределах погрешности), что указывает на стабильные условия работы прибора во время замеров.

Анализы показали, что изотопные отношения $^{238}\text{U}/^{235}\text{U}$ в водных пробах площадки ПЯВ «Кристалл» не отличаются от местной речной воды и в целом соответствуют природному отношению (табл. 1). При повторном масс-спектрометрическом сканировании 5-ти проб получили практически те же данные $^{238}\text{U}/^{235}\text{U}$ отношения (рис. 1).

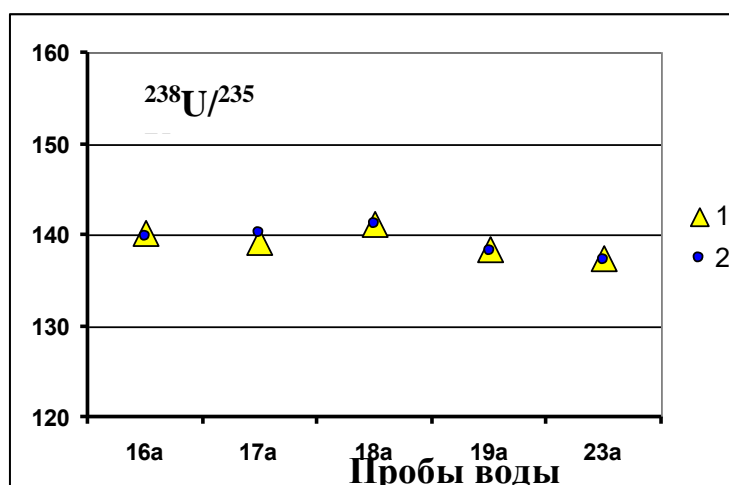


Рис. 1. Результаты повторного замера изотопного отношения $^{238}\text{U}/^{235}\text{U}$ в водных пробах. По горизонтальной оси – номера проб. Условные обозначения:

1 – результаты 1-го замера; 2 – результаты 2-го замера.

Заключение

Масс-спектрометрическое сканирование водных проб напрямую, без специальной подготовки показало, что изотопное отношение $^{238}\text{U}/^{235}\text{U}$ водных проб площадки ПЯВ «Кристалл» не отличается от $^{238}\text{U}/^{235}\text{U}$ в местной речной воде и близко к природному отношению 137.88, присущему для земной коры. Относительная погрешность анализов для большинства проб не превышала 10 %. Присутствие матрицы водных проб, исходно низкие концентрации урана (всего от долей до первых мкг/дм³) стали основными факторами, приведшими к значительной относительной погрешности замеров импульсов ^{235}U и, следовательно, определения изотопного отношения $^{238}\text{U}/^{235}\text{U}$. Многократное разбавление солоноватых проб (с высокой минерализацией) для снижения помех матрицы также увеличили погрешность измерений. Для установления более точных вариаций изотопного отношения $^{238}\text{U}/^{235}\text{U}$ в пробах воды площадки объекта «Кристалл» необходимо предусмотреть возможность очистки проб от мешающей матрицы или выделения урана из водных проб в виде концентрированного раствора.

Благодарности

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ №18-45-140020, по государственному заданию ИГМ СО РАН, по государственному заказу № Ф.2019.473808 в рамках программы «Обеспечение экологической безопасности, рационального природопользования и развитие лесного хозяйства РС (Я) на 2018–2022 годы»

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Артамонова С.Ю., Ушницкий В.Е., Троицкий Д.Ю., Шуваева О.В., Полякова Е.В. Химический состав поверхностных вод объекта «Кристалл» и содержание в них урана в 2019 г. // ИНТЕРЭКСПО ГЕО-Сибирь. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология. Матер. XVI Международной конференции 20-24 апреля 2020 г. – Новосибирск: Изд-во ИНГГ СО РАН, 2020. – С. 298–310. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44165954>.
2. Treatise on Geochemistry/ editors K.K. Turekian, H.D. Holland. Publisher: Elsevier Science. – 2003. – 7800 p. ISBN-10: 0080437516.
3. Рихванов Л.П. Радиоактивные элементы в окружающей среде и проблемы радиэкологии: учебное пособие. – Томск: СТТ, 2009. – 430 с.
4. Восель Ю.С., Страховенко В.Д., Макарова И.В. Поведение урана и марганца в процессе диагенеза карбонатных осадков малых озер Байкальского региона // Доклады Академии наук. – 2015. – Т. 462. – № 3. – С. 335.

REFERENCES

1. Artamonova S.Yu., Ushnickij V.E., Troickij D.YU., Shuvaeva O.V., Polyakova E.V. Himicheskij sostav poverhnostnyh vod ob"ekta «Kristall» i sodержanie v nih urana v 2019 g. // INTEREKSPPO GEO-Sibir'. Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoekologiya. Mater. XVI Mezhdunarodnoj konferencii 20-24 aprelya 2020 g. – Novosibirsk: Izd-vo INGG SO RAN, 2020. – S. 298-310. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44165954>.

2. Treatise on Geochemistry/ editors K.K. Turekian, H.D. Holland. Publisher: Elsevier Science, 2003. 7800 p. ISBN-10: 0080437516.
3. Rihvanov L.P. Radioaktivnye elementy v okruzhayushchej srede i problemy radioekologii: uchebnoe posobie. – Tomsk: STT, 2009. – 430 s.
4. Vosel' Yu.S., Strahovenko V.D., Makarova I.V. Povedenie urana i marganca v processe diagenеза karbonatnyh osadkov malyh ozer Bajkal'skogo regiona // Doklady Akademii nauk. -2015. – V. 462. – Issue 3. – P. 335.

© С. Ю. Артамонова, Д. Ю. Троицкий, В. Е. Уиницкий, 2021

ИНВЕРСИЯ ДАННЫХ ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖА НА ПРИМЕРЕ СТРУКТУРЫ С УГЛОВЫМ НЕСОГЛАСИЕМ

Анна Сергеевна Астракова

Бейкер Хьюз, Новосибирский технологический центр, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4а, к.ф.-м.н., научный сотрудник, e-mail: Anna.Astrakova@bakerhughes.com

Елена Владимировна Конобрий

Бейкер Хьюз, Новосибирский технологический центр, 630090 Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4а, научный сотрудник, e-mail: Elena.Konobriy@bakerhughes.com

Дмитрий Юрьевич Кушнир

Бейкер Хьюз, Новосибирский технологический центр, 630090 Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4а, научный сотрудник, e-mail: Dmitry.Kushnir@bakerhughes.com

Николай Николаевич Велькер

Бейкер Хьюз, Новосибирский технологический центр, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4а, ведущий исследователь, e-mail: Nikolay.Velker@bakerhughes.com

Глеб Владимирович Дятлов

Бейкер Хьюз, Новосибирский технологический центр, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4а, к.ф.-м.н., директор, e-mail: Gleb.Dyatlov@bakerhughes.com

Неструктурные ловушки и края резервуара характеризуются угловыми несоответствиями. Угловое несогласие между наклонно залегающим пластом и субгоризонтальным водонефтяным контактом распространено на месторождениях Северного моря. В настоящей работе представлен подход к инверсии данных индукционного каротажа в режиме реального времени для сценария с угловым несоответствием. Подход использует искусственные нейронные сети для расчета сигналов в параметрических задаваемых поверхностями 2D геоэлектрических моделях. Рассматривается параметрическая модель с двумя непараллельными границами, подходящая для сценариев с угловым несоответствием и выклиниваем. Обучение нейронных сетей для этой параметрической модели выполняется на основе базы данных, содержащей экземпляры с параметрами модели и соответствующими им сигналами. Нейронные сети являются ядром 2D инверсии, основанной на оптимизационном методе Левенберга-Марквардта. Чтобы продемонстрировать применимость подхода и сравнить с результатами 1D инверсии, в синтетической 2D модели анализируются сигналы приборов дальнего и ближнего действия. Показано, что 1D инверсия определяет либо позицию водонефтяного контакта, либо структуру наклонных слоев. В тоже время 2D инверсия дает возможность корректно восстановить расположение непараллельных границ. Производительность 2D инверсии, основанной на нейронных сетях, позволяет применять ее в режиме реального времени.

Ключевые слова: индукционный электромагнитный каротаж, нейронные сети, 2D геоэлектрические модели, угловое несогласие, нейронные сети, интерпретация данных

LWD DATA INVERSION FOR STRUCTURE WITH ANGULAR UNCONFORMITY

Anna S. Astrakova

Baker Hughes, 630090, Russia, Novosibirsk, 4a Kutateladze st., PhD., Scientist, e-mail: Anna.Astrakova@bakerhughes.com

Elena V. Konobriy

Baker Hughes, 630090, Russia, Novosibirsk, 4a Kutateladze st., Scientist,
e-mail: Elena.Konobriy@bakerhughes.com

Dmitry Yu. Kushnir

Baker Hughes, 630090, Russia, Novosibirsk, 4a Kutateladze st., Scientist,
e-mail: Dmitry.Kushnir@bakerhughes.com

Nikolay N. Velker

Baker Hughes, 630090, Russia, Novosibirsk, 4a Kutateladze st., Leading Scientist,
e-mail: Nikolay.Velker@bakerhughes.com

Gleb V. Dyatlov

Baker Hughes, 630090, Russia, Novosibirsk, 4a Kutateladze st., PhD., Director,
e-mail: Gleb.Dyatlov@bakerhughes.com

Non-structural traps and reservoir flanks are characterized by angular unconformities. Angular unconformity between dipping formation and sub-horizontal oil-water contact is common in the North Sea fields. This paper presents an approach to real-time inversion of LWD resistivity data for the scenario with angular unconformity. The approach utilizes artificial neural networks (ANNs) for calculating the tool responses in parametric surface-based 2D resistivity models. We propose a parametric model with two non-parallel boundaries suitable for scenarios with angular unconformity and pinch-out. Training of ANNs for this parametric model is performed using a database containing samples with the model parameters and corresponding tool responses. ANNs are the kernel of 2D inversion based on the Levenberg-Marquardt optimization method. To demonstrate applicability of our approach and compare with the results of 1D inversion, we analyze Extra Deep Azimuthal Resistivity tool responses in a 2D synthetic model. It is shown that 1D inversion determines either the position of the oil-water contact or dipping layers structure. At the same time, 2D inversion makes it possible to correctly reconstruct the positions of non-parallel boundaries. Performance of 2D inversion based on ANNs is suitable for real-time applications.

Keywords: resistivity logging, neural networks, 2D resistivity model, angular unconformity, pinch-out, data interpretation

Introduction

The number of wells planned in the reservoir flanks, in the water-oil zone, is increasing. In these cases, there may be an angular unconformity between reservoir top and bottom or the reservoir top and fluid contact. Such geological features cause high uncertainty in geological modeling, depending on the available geological data and the depth of their analysis. Inversion of electromagnetic logging data helps to reduce geological uncertainties and make the optimal decision on well placement while drilling.

Usually, the scenarios typical for a particular field are known from the structural maps and offset wells. In addition to the above-mentioned cases of angular unconformity and pinch-out, sub-vertical faults and formation faults may occur. Each of these special cases can be described by a specific subclass of parametric 2D models. The use of 2D models for describing the resistivity distribution in the medium is more appropriate. At the same time, the calculation of the tool responses in such model is time-

consuming. All known methods for solving Maxwell's equations (integral equations [1, 2], finite difference method [3], volume integral equations [4], etc.) have close performance. Calculation of all tool responses for a 10 m trajectory interval by any of these methods takes a few minutes on a desktop computer. For comparison, in the case of a 1D layered model, this takes about 1 ms.

In this paper, as in earlier works [5, 6], we approach the problem of acceleration of the 2D solver based on data science methods. The approach consists of choosing a parameterization of the geologic formation, preparing a database consisting of pairs of model parameters and tool responses, training ANNs and using these ANNs for fast calculation of tool responses for a particular model. Database is generated using rigorous solver [1, 2]. Acceleration of database generation and training of neural networks is done on CPU and GPU clusters. High performance of ANN solver is achieved by parallelizing computations based on OpenMP and MKL libraries.

In the first work in described direction [5], a method for accelerating the 2D solver using neural network approximation was presented. A fault model with nine parameters was taken with the strike axis perpendicular to the curtain section with some additional restrictions. The volume of the database providing sufficient accuracy was about 10^4 samples. The speed of the obtained neural network solver is of $1 \mu\text{s}$ order that exceeds the speed of the solver for the 1D layered model. In [6], the same approach was applied to a three-layer model with a wall, where the orientation of the strike axis is arbitrary. The volume of the database had increased to 10^6 samples.

In this paper, we continue to develop our approach for another subclass of 2D models that describes angular unconformity. Here, as in [6], the strike axis can be oriented arbitrarily with respect to the well trajectory. The angular unconformity model has less parameters than the model in [6], but their ranges are wider; therefore, the sizes of databases are approximately the same (about 10^6 samples).

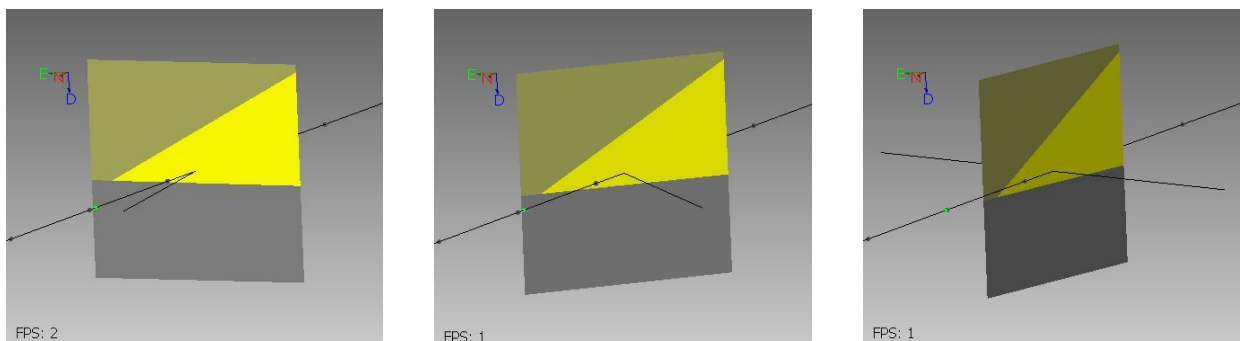


Fig. 1. The 2D model with three layers and two nonparallel boundaries used for inversion. Three different orientations of the strike axis are shown

Table 1

Parameters of the 2D model and their ranges

Parameter	Ranges	Units
Boundary dips θ_1, θ_2	0 : 360	degree
Distances d_1, d_2	-45 : 45	meter
Resistivities ρ_1, ρ_2, ρ_3	0.6 : 2000	Ohm · m
Roll ψ , azimuth φ	0 : 360	degree

Resistivity model

We consider the 2D parametric model with two non-parallel boundaries suitable for scenarios with angular unconformity and pinch-out (Fig. 1). The model is defined in the model plane and has the strike axis. The position of boundaries are determined by the (signed) distance to the origin and the dip angle. For database generation used for ANN training, the tool is located at the origin and may rotate around its axis by the *roll* angle ψ and by the *azimuthal* angle φ . The seven parameters of the 2D model plus two angles responsible for orientation of the tool constitute the nine parameters of the problem (see Table 1). The parameter units given in Table 1 are used throughout the paper.

Tools. We perform simulation for tools providing multiple and azimuthal propagation resistivity (MPR & APR) and extra deep bulk and azimuthal resistivity (EDAR) measurements [7, 8]. The tools are schematically presented in Fig. 2.

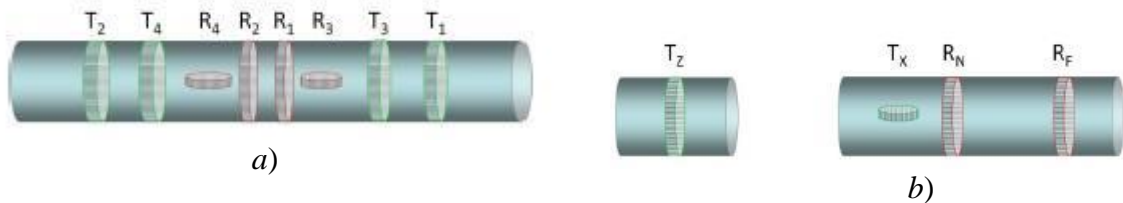


Fig. 2. Layout of tools: a) MPR & APR, b) EDAR

ANN solver. The approximation of the tool responses is built using feedforward networks with several hidden layers. Each hidden layer contains several tens of neurons. We use a separate ANN to approximate the individual tool response. The input network layer is formed by nine model parameters. All parameters, except the resistivities, go to the input unchanged. The latter, in turn, are preliminarily converted into real parts of the wavenumber corresponding to the operation frequency of the response. The output of ANN is the final tool response.

The databases required for training are generated with distributed computations using the in-house solver described in [1, 2]. Separate databases with several hundred thousands of samples are built for the azimuthal and co-axial tool responses at each frequency. By a sample we mean a vector of the model parameters and the corresponding vector of co-axial or azimuthal tool responses. The vectors of the parameters of the

model are generated randomly according to predetermined distributions that take into account the peculiarities of the problem. Network training was conducted by using the Levenberg-Marquardt optimization algorithm implemented in in-house Python-based library.

Inversion Algorithm. In 2D inversion, we search for the model parameters that minimize the difference between the synthetic and measured signals. Generally speaking, we search for the minimum of the objective function

$$f(p) = \sum_{m=1}^M \sum_{i=1}^I \frac{|s_{mi}^{sim} - s_{mi}^{meas}|^2}{\sigma_{mi}^2} + \alpha \sum_{j=1}^N |p_j - p_j^{exp}|^2$$

In the expression above $p = (p_1, \dots, p_N)$ are the model parameters, s_{mi}^{sim} and s_{mi}^{meas} are the i^{th} synthetic and measured signals at the m^{th} measure point, σ_{mi} is the measurement error of the i^{th} signal at the m^{th} point composed of the absolute and relative errors, p^{exp} are the parameters of the expected model, and α is the stabilization parameter responsible for the proximity of the sought model to the expected model.

We optimize the model parameters using the Levenberg-Marquardt optimization algorithm, using it interval-by-interval. Each parameter may be fixed or searched for within predefined limits. To reach global minimum, we usually make about a thousand of optimization iterations each starting from a random initial guess. Typical computation time for 1000 optimizations is about 4 minutes in non-parallelized version. So actually instead of hours we need minutes or less for real-time 2D inversion.

First, we try to match the data with 1D layered model. Then we switch to 2D model if any of following “non-1D” indicators are observed: a) the data match is poor; b) the resulting models on the neighboring intervals are inconsistent; c) the azimuthal measurements deviate from “up” or “down” and point to different directions. The resulting 1D layered models and 2D models can be combined all together into the curtain section if necessary.

Numerical Test with 2D Synthetic Model. To test our approach we consider scenario with oil-water contact in dipping formation. The model is presented in 2D curtain section below (Fig. 3). Trajectory, which is represented by red line in Fig. 3a, is 200 m long. It is located 2 m above oil-water contact (OWC). The true dip of layers above OWC is equal to 10 degrees. The water zone has resistivity of 0.7 Ohm·m, dipping layers have alternating resistivity of 100 Ohm·m and 2.5 Ohm·m. The angle between horizontal projection of the trajectory and the strike axis is equal to 30 degrees. A similar case with dipping formation was considered in [9].

To simulate synthetic tool measurements for that model the method described in [1] is employed. Normally distributed random noise with dispersion equal to one standard measurement error is added to each measurement to more realistically represent field data.

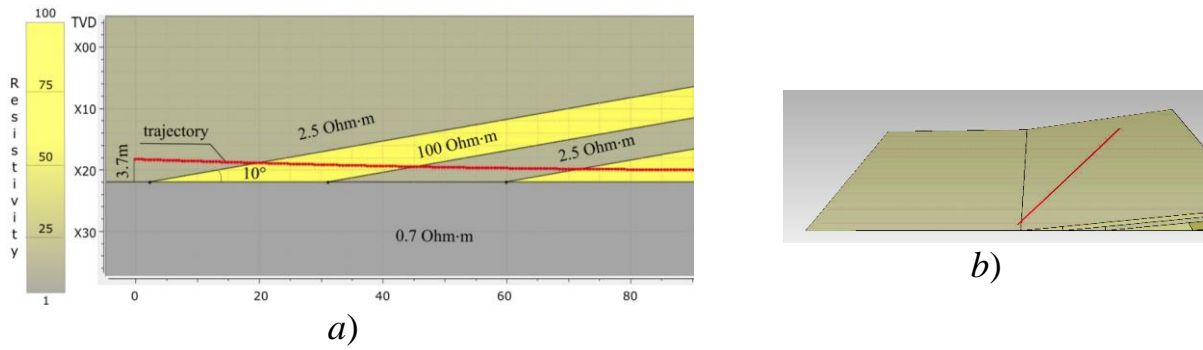


Fig. 3. 2D Synthetic Model – a) 2D curtain section view, b) 3D view

EDAR and APR measurements on a 200 m interval along the trajectory are shown in Fig. 4. Let us look at the EDAR measurements. The dots show the direction to an excess of conductivity usually referred to as ‘target direction’. Similarly to borehole images, the top and bottom of the track correspond to borehole top, while the middle of the track corresponds to borehole bottom. There are sections where measurements deviate from strictly “up” or “down” directions. One can note that different measurements point to different directions. Such behavior is an indicator of “non-1D” environment.

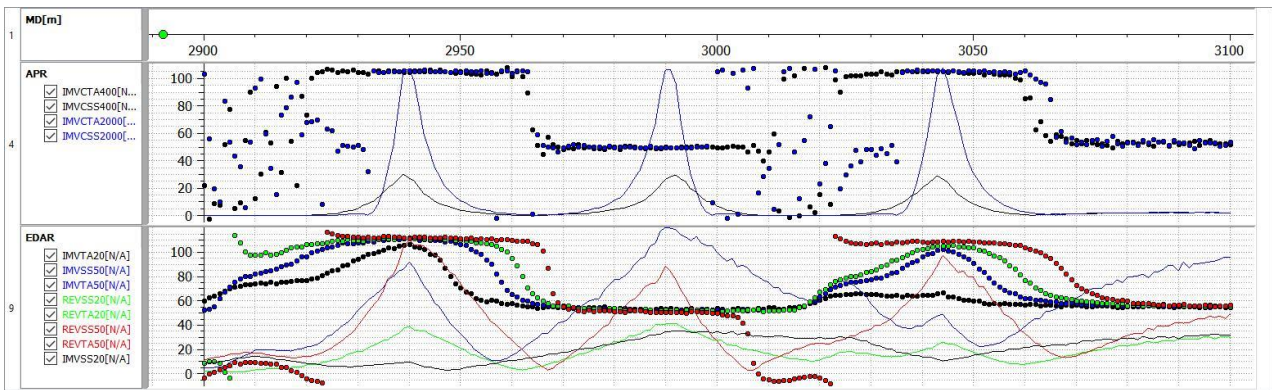


Fig. 4. EDAR and APR measurements. The solid lines are the signal strength in relative scale from 0 to 100, the dots show the target angle direction.

The results of the 1D inversion on this interval using algorithm described in [10-12] are displayed in Fig. 5. In synthetic case we have a priori information that the layer-cake model will have contradiction in boundary orientation due to fact that the OWC and layer boundaries have different dip. This fact explains why 1D layered model cannot accurately model this case.

Although the model has only three layers, it is sufficient to produce a consistent model with good data match. The biggest discrepancy is observed along the 3025-3050 m interval, where an additional layer is needed. The reconstructed OWC surface is continuous and has nearly zero dip. From Fig. 6 it becomes clear how the formation

structure is arranged, what angles it has, in which direction relative to the structure the well trajectory goes, and how it intersects each layer.

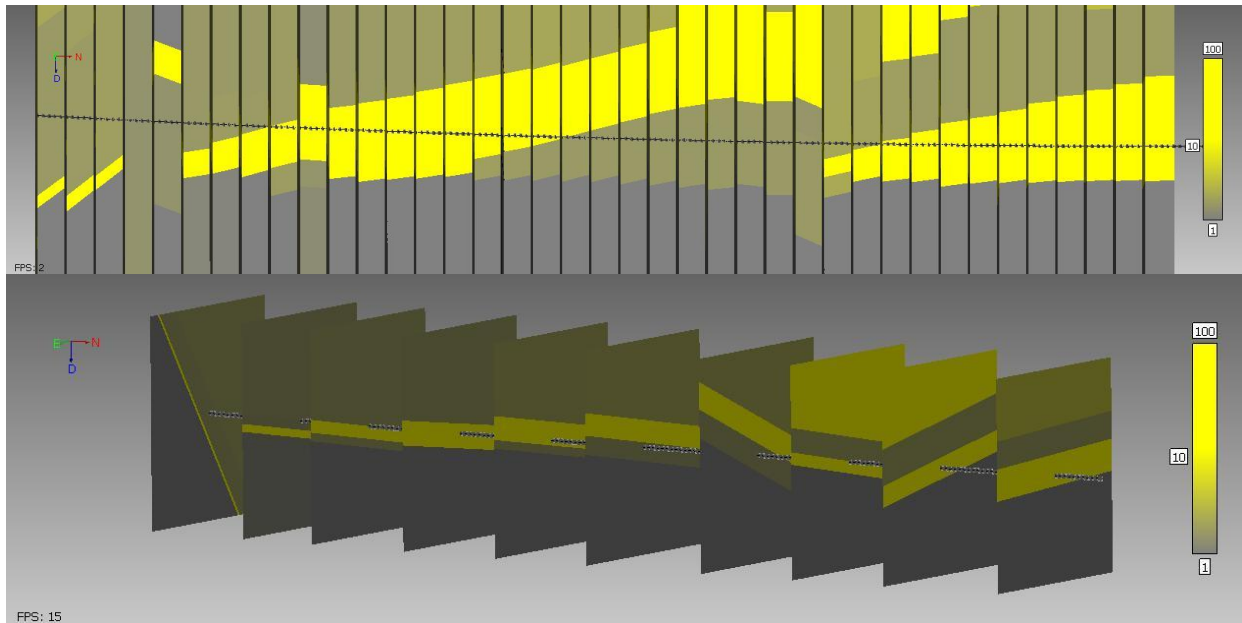


Fig. 5. The 1D inversion results with transverse views every 20 m

Fig. 6 and Fig. 7 show results of the 2D inversion and data match. APR and EDAR measurements are shown in relative scale from 0 to 100.

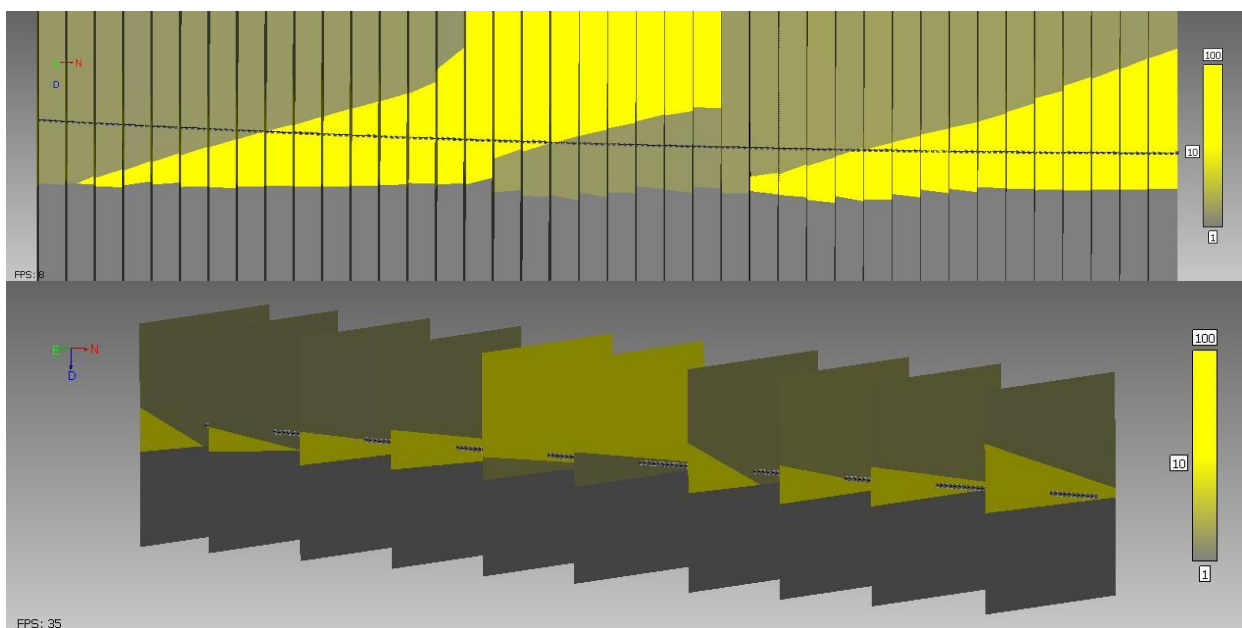


Fig. 6. The 2D inversion results with transverse views every 20 m

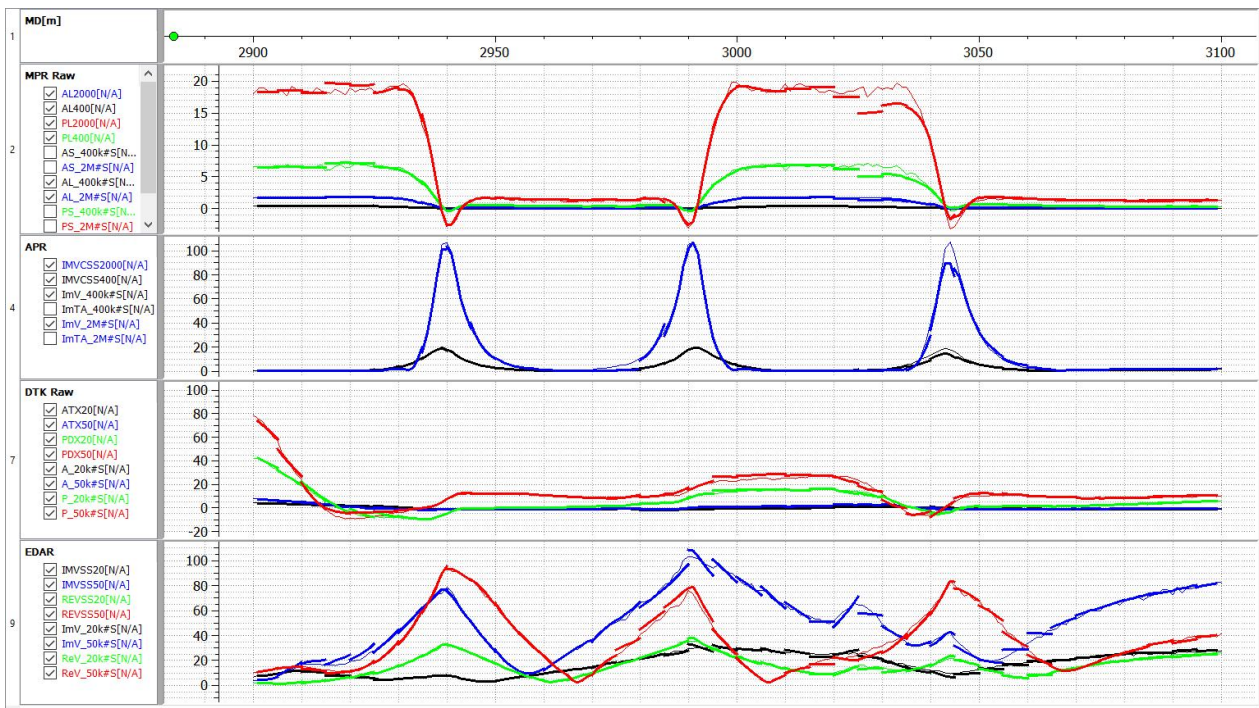


Fig. 7. The measured and synthetic data match for 2D inversion. The thin lines are measured data, and the bold lines are synthetic tool responses

Acknowledgements

The authors thank our colleague Yuriy Antonov for essential improvements and pieces of advice.

Summary. We compare the interval-by-interval 1D multi-layer inversion and interval-by-interval 2D inversion for the parametric model with two non-parallel boundaries on the synthetic dataset generated for the angular unconformity scenario. In this scenario in view of 1D layered model limitations, 1D inversion cannot reconstruct OWC and layers as seen in the transverse planes. 2D inversion on most intervals provides match of all data including azimuthal measurements and makes it possible to obtain laterally consistent results both in the curtain section and in the transverse planes. The results of 2D inversion can be used for estimation of the OWC position and the true dip and dip azimuth of the layers. The developed 2D inversion algorithm based on ANN forward modeling demonstrates performance and accuracy that are sufficient for real-time applications.

REFERENCES

1. Dyatlov G., Onegova E., Dashevsky Yu. A. Efficient 2.5D Electromagnetic Modeling Using Boundary Integral Equations // *Geophysics*. – 2015. – Vol. 80 (3). – P. 163-173. – DOI: 10.1190/geo2014-0237.1.
2. Dyatlov G., Kushnir D., and Dashevsky Yu. A. Treatment of Singularity in the Method of Boundary Integral Equations for 2.5D Electromagnetic Modeling // *Geophysics*. – 2017. – Vol. 82 (2). – P. 57–75. – DOI: 10.1190/geo2015-0645.1.

3. Chen Y.H., Omeragic D., Druskin V. et al. 2.5D FD Modeling of EM Directional Propagation Tools in High-Angle and Horizontal Wells // SEG Technical Program Expanded Abstracts. – 2011. – P. 422-426. – DOI: 10.1190/1.3628090.
4. Bondarenko A.V., Velker N.N., Kushnir D.Yu., Dyatlov G.V., Dashevsky Yu.A. Numerical solution of the integral equations of the electromagnetic field in geosteering problems // Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – Vol. 1715 (012028). – P. 1-5. – DOI: 10.1088/1742-6596/1715/1/012028.
5. Kushnir D., Velker N., Bondarenko A. et al. Real-Time Simulation of Deep Azimuthal Resistivity Tool in 2D Fault Model Using Neural Networks // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – SPE-192573-MS. – P. 1–11. – DOI: 10.2118/192573-MS.
6. Astrakova A.S., Kushnir D.Yu., Velker N.N., Dyatlov G.V. 2D Electromagnetic Inversion using ANN Solver for Three-Layer Model with Wall // Interekspo GEO-Sibir'. – 2020. – P. 311-322. – DOI: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-031.
7. Hartmann A., Vianna A., Maurer H. M., et al. "Verification testing of a new extra-deep azimuthal resistivity measurements" // SPWLA 55th Annual Logging Symposium, 2014, P. 1-12.
8. Wang T., Chemali R., Hart E., et al. "Real-Time Formation Imaging, Dip, And Azimuth While Drilling From Compensated Deep Directional Resistivity" // SPWLA 48th Annual Logging Symposium, 2007, P. 1-15.
9. Dupuis C., Omeragic D., Chen Y.-H. et al. Workflow to Image Unconformities with Deep Electromagnetic LWD Measurements Enables Well Placement in Complex Scenarios // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2013. – SPE-166117-MS. – P. 1-18.
10. Sviridov M., Mosin A., Antonov Yu., et al. New Software for Processing of LWD Extra-deep Resistivity and Azimuthal Resistivity Data // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2014. – Vol. 17. – P. 109-127. – DOI: 10.2118/160257-PA.
11. Tilsley-Baker R. M., Antonov Yu., Martakov S. et al. Extradeep-Resistivity Application in Brazil Geosteering Operations Enables Successful Well Landing // SPE Reservoir Evaluation & Engineering, – 2016. – Vol. 19 (01). – P. 108-115. – DOI: 10.2118/166309-PA.
12. Larsen D., Antonov Yu., Luxey P., et al. Navigating the horizontal section in a heterogeneous formation while using extra deep azimuthal resistivity for optimizing the wellbore placement within a narrow TVD window // SPWLA 57th Annual Logging Symposium. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. – 2016. – P. 1-12.

© А. С. Астракова, Е. В. Конобрий, Д. Ю. Кушнир, Н. Н. Велькер, Г. В. Дятлов, 2021

ИЗУЧЕНИЕ ГЛУБИННОГО СТРОЕНИЯ СЕЙСМОАКТИВНЫХ ЗОН МЕТОДОМ МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ

Елена Анатольевна Баталева

Научная станция РАН, 720049, Кыргызстан, г. Бишкек, к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник лаборатории глубинных магнитотеллурических исследований, тел. 996(312)316-140, e-mail: bataleva@gdirc.ru

В работе представлены результаты анализа данных магнитотеллурических зондирований, выполненных в 2003-2020 годах. Показано сравнение геоэлектрических моделей для Чуйской и Кочкорской впадин Северного Тянь-Шаня. Основная задача исследования заключается в выявлении закономерностей распределения геоэлектрических неоднородностей глубинного строения Бишкекского геодинамического полигона. Особое внимание в геоэлектрических моделях уделялось изучению ключевых объектов переходных зон от горных хребтов к межгорным впадинам. Рассмотрена природа коровых аномалий электропроводности.

Ключевые слова: магнитотеллурические зондирования, глубинное строение, зона динамического влияния разлома, аномалия электропроводности

STUDY OF THE DEPTH STRUCTURE OF SEISMICALLY ACTIVE ZONES BY THE METHOD OF MAGNETOTELLURIC SOUNDING

Elena A. Bataleva

Research Station RAS in Bishkek, RS RAS, Bishkek-49, Bishkek, 720049, Kyrgyzstan, Ph.D., Leading Researcher; phone: 996(312)316140, e-mail: bataleva@gdirc.ru

The paper presents the results of the analysis of data from magnetotelluric soundings performed in 2003-2020. A comparison of geoelectric models for the Chui and Kochkor basins of the Northern Tien Shan is shown. The main objective of the study is to identify patterns in the distribution of geoelectric inhomogeneities in the deep structure of the Bishkek geodynamic test site. Particular attention in geoelectric models was paid to the study of key objects of transition zones from mountain ranges to intermontane basins. The nature of crustal electrical conductivity anomalies is considered.

Keywords: magnetotelluric sounding, deep structure, zone of dynamic influence of the fault, anomaly of electrical conductivity

Первые результаты построения региональных геоэлектрических моделей Тянь-Шаня по данным магнитотеллурических зондирований были показаны в работах [1,2]. Основным элементом построенных геоэлектрических моделей является коровый проводящий слой, который спорадически распространяется на всей территории Тянь-Шаня, его суммарная продольная проводимость для северной части Тянь-Шаня составляет 300-400 см, для южной достигает 1500-2000 см.

В 2003 – 2020 годах Научной станцией РАН были выполнены магнитотеллурические зондирования (МТЗ), позволяющие получать информацию о глубинном строении земной коры, по серии профилей, секущих зону сочленения Киргизского хребта и Чуйской впадины (рис. 1, 2); Терской хребта и Кочкор-

ской впадины [3-7]. При реализации этих работ, которые являются частью комплексных геолого-геофизических исследований по изучению литосферы Северного Тянь-Шаня, были выявлены интересные особенности в строении земной коры на разных пространственно-масштабных уровнях. Так, например, на глубинах 7 – 12 км и 30-35 км были выделены зоны повышенной электропроводности, которые имеют хорошую корреляцию с зонами низких сейсмических скоростей и аномалиями пониженной плотности. В геоэлектрических моделях также четко проявляются зоны динамического влияния активных разломов.

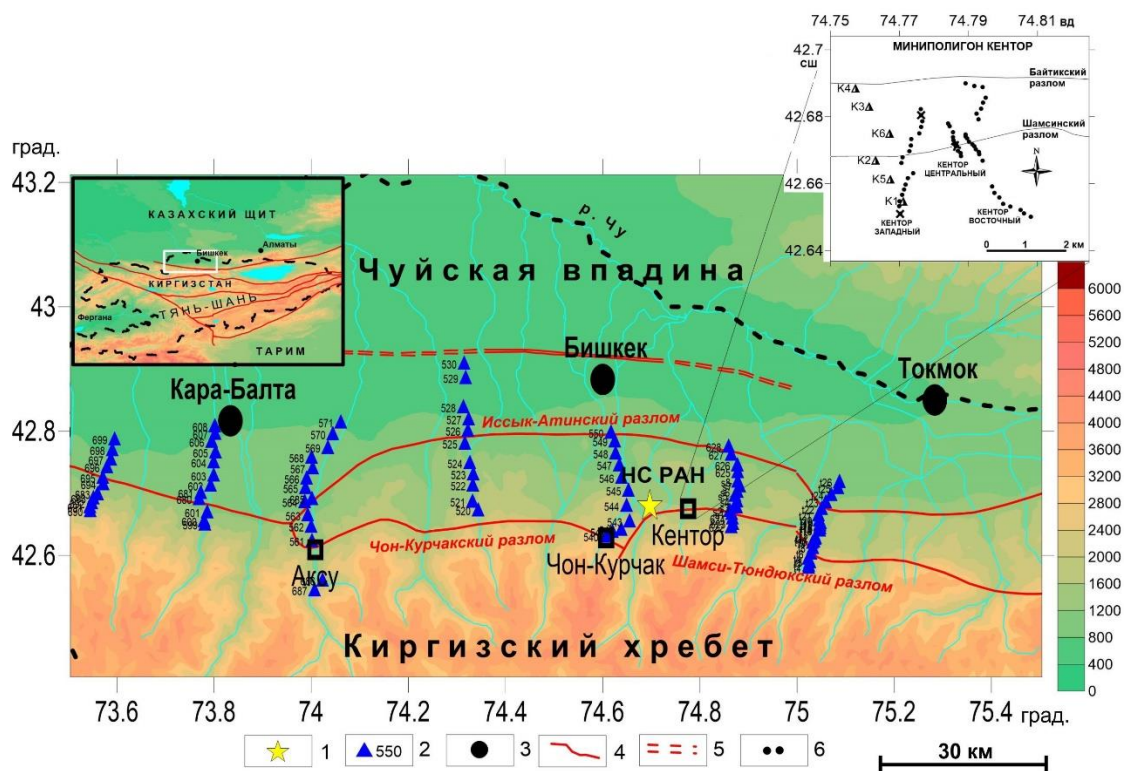


Рис. 1. Карта Чуйской впадины:

1- Научная станция РАН; 2 – пункты МТЗ; 3 – крупные населенные пункты; 4 – основные разломные структуры; 4 – землетрясения по каталогу KNET; 5 – флексурно-разрывная зона; 6 – граница Киргизской Республики. На врезке в левом верхнем углу светлым прямоугольным контуром показано положение Бишкекского геодинамического полигона (БГП); На врезке в правом верхнем углу – миниполигон Кентор

Целью настоящих исследований было изучение общих черт в распределении глубинных геоэлектрических неоднородностей, отражающих закономерности геодинамического развития территории Северного Тянь-Шаня (рис. 1). Особое внимание в геоэлектрических моделях уделялось изучению ключевых объектов переходных зон от горных хребтов к межгорным впадинам. Общие черты геофизического строения выделенных блоков свидетельствует об общей истории их развития. Эти сведения являются важными для выяснения пространственного распространения коровых проводящих слоев [3,4], выяснения их природы и происхождения [8,9], корреляции с расположением гипоцентров очагов землетрясений [10,11], а также сбора,

анализа и интерпретации геофизических данных межгорных впадин Северного Тянь-Шаня. В настоящее время метод магнитотеллурического зондирования (МТЗ) является наиболее глубинным среди электроразведочных методов и имеет один из самых разработанных аппаратов анализа и интерпретации полевых данных. Основным недостатком метода является его высокая чувствительность к промышленным помехам. Избежать этой проблемы можно с помощью специальной методики обработки данных (remote reference). Полевые работы, в рамках настоящего исследования, выполнялись с помощью аппаратуры производства фирмы «Феникс» (Канада) в диапазоне периодов 0.01– 1600 с. Для проведения детальных зондирований были использованы три измерительных магнитотеллурических (МТ) станции МТУ-5, позволяющих регистрировать пять компонент (E_x , E_y , H_x , H_y , H_z) электромагнитного поля. Шаг наблюдений по профилям составлял 200 – 300 м. Применялась стандартная крестообразная установка с длиной электрических диполей 50 м. На этапе регистрации компонент МТ-поля во избежание помех проводилась тщательная заковка индукционных датчиков, прикопка электрических диполей и подбор пар неполяризуемых электродов, разработанных ИС РАН [12].

Запись компонент МТ- поля осуществлялась в течение 16 – 20 ч. Для обработки полевых данных использовалось программное обеспечение «Phoenix Geophysics», основанное на корреляционном методе программа МТ-Corrector, разработанная в ООО «Северо-Запад» (Москва) и обладающая развитым интерфейсом и большим числом специальных возможностей и функций [13]. В программе МТ-Corrector для кривых модулей импедансов вычисляются соответствующие им расчётные фазовые кривые.

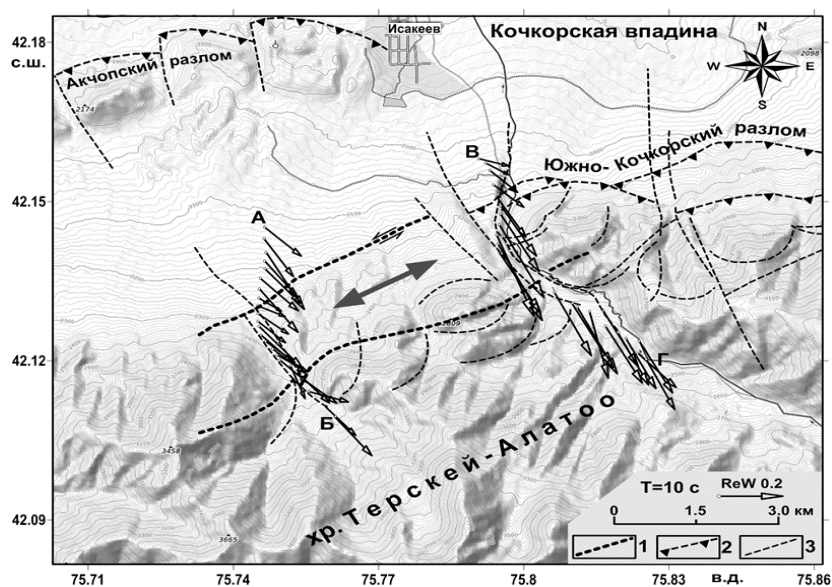


Рис. 2. Схема МТ- профилей на схеме рельефа Кочкорской впадины.

Разрывные нарушения:

1- сдвиги, 2- надвиги, 3- зоны трещиноватости в гранитах и второстепенные разломы. Стрелками показаны векторы Визе (ReW) для периода $T=10$ с. Двойная стрелка - простираение электрических структур («strike») по двум профилям МТЗ в интервале периодов 10-100 с

Далее, по степени отклонения наблюдаемой фазовой кривой от расчётной можно судить о выполнении дисперсионных соотношений и в пределах точности наблюдений корректировать импедансы. Проверка выполнения дисперсионного соотношения второго рода для данных по рассматриваемым профилям показала, что для всех пунктов МТЗ оно выполняется в большей части частотного диапазона при минимальной коррекции кривых модулей импедансов. Качественная и количественная интерпретация МТ-данных проводилась в соответствии с методикой, предложенной М.Н. Бердичевским и его коллегами [14]. Параметризация тензора импеданса и определение размерности среды производились путём расчёта и анализа МТ- параметров неоднородности и асимметрии, которые малостью своих значений подтверждают двумерность исследуемых разрезов (рис. 2). 2-D инверсия экспериментальных данных осуществлялась с помощью программы Rodi-Mackie [15].

Серия детальных профилей МТЗ, заложенных в Чуйской (рис. 3) и Кочкоркой (рис. 4) впадинах с целью получения структурных характеристик в зоне надвига Киргизского хребта на впадины, позволила выявить и основные особенности строения геоэлектрического разреза, уточнить пространственное положение разломных структур и определить зону динамического влияния разломов. Согласно геоэлектрических моделей, построенных для зоны сочленения Киргизского хребта и Чуйской впадины, в рассматриваемых разрезах проявляется три проводящих зоны: 1) низкоомный с кровлей залегания на глубинах около 5 км; 2) проводящий слой, залегающий на глубинах 10-12 км [1]; 3) коровый проводящий слой с глубиной залегания 30-35 км [1-3].

Принимая во внимание, что все профили (рис. 1) секут зону предгорного прогиба, где глубина залегания кровли фундамента достигает 4,5 км, то низкоомный слой верхней части разреза соответствует комплексу отложений новейшего орогенического комплекса. Что касается проводящих объектов в верхней части геологического разреза Северного Тянь-Шаня, то они могут быть связаны с гидротермальными источниками, обнаруженными вдоль всего Киргизского хребта (так называемая «термальная линия Тянь-Шаня»), часть из них в геоэлектрических разрезах проявляются субвертикальными проводящими зонами (месторождение термальных вод Иссык-Ата, Горячие ключи и др.) или объектами, например, 6 и 10 на рис. 3.

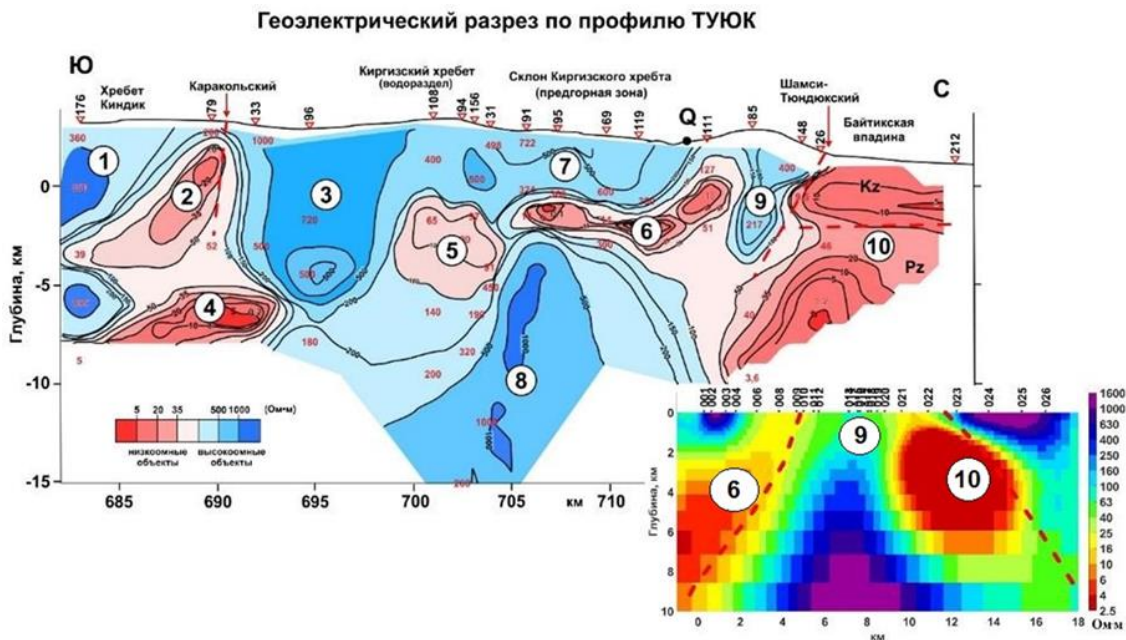


Рис. 3 - Сводный геоэлектрический разрез по профилю Туук. Цифрами в кружках обозначены геологические тела (блоки) с различной проводимостью

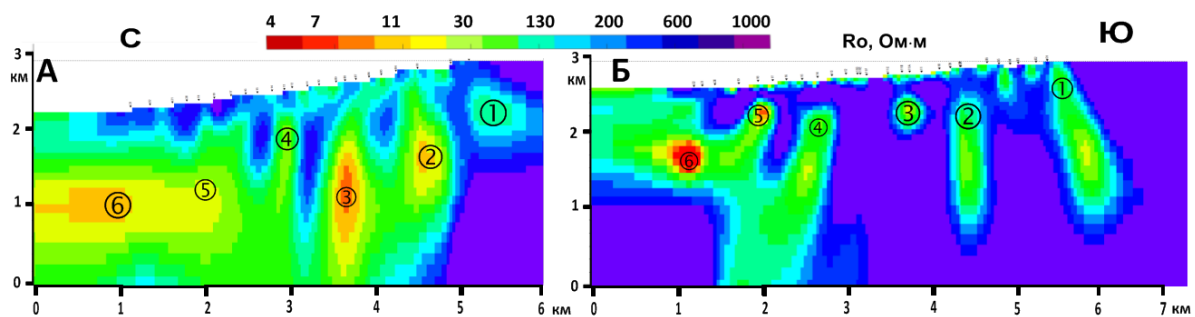


Рис.4. Геоэлектрические модели южного борта Кочкорской впадины по профилям Укок (А) и Курчак-Укок (Б). Положение профилей см. на рис. 2. Градация от черного к белому соответствует понижению сопротивления пород (шкала удельных сопротивлений – справа). Цифрами на обоих профилях отмечены соответствующие друг другу проводящие структуры

Проводящие слои в верхней части геологического разреза (рис. 4) также могут образоваться в зонах катакластического разрушения горных пород [18]. Основными разрывными нарушениями на рассматриваемой территории являются Иссык-Атинский, Шамси-Тюндукский (Чуйская впадина) и Южно-Кочкорский (Кочкорская впадина) разломы, разделяющие различные по масштабам блоки, на геоэлектрическом разрезе отчетливо проявлены субвертикальными зонами с минимально низкими значениями сопротивлений (рис. 3, 4). Характер залегания разломных структур совпадает с положением плоскостей разломов, определенным по геолого-структурным данным на поверхности.

Природу проводимости разломных зон можно объяснить либо наличием гальванически связанных графитовых пленок, либо существованием флюидов, расплавы горных пород в континентальной земной коре маловероятны. В некоторых случаях эти проводящие зоны отображаются в сейсмических данных как волноводы [19]. В этом случае проводимость пород зависит от степени их дробления и трещиноватости, связности трещин между собой и насыщенных флюидами. Существование высокоминерализованных флюидов на глубинах 7 – 10 км подтверждено результатами исследований сверхглубоких скважин Кольской и Саатлинской [19].

Таким образом, проанализированы глубинные геоэлектрические разрезы вдоль серии геофизических профилей, секущих зону сочленения Киргизского хребта и впадин Северного Тянь-Шаня. Рассмотрены общие черты геоэлектрических моделей южных бортов впадин Северного Тянь-Шаня – Чуйской и Кочкорской. Область повышенной электропроводности в верхней части земной коры этих впадин может быть обусловлена наличием зон катакластического разрушения пород. Коровый проводящий слой, спорадически распространенный на всей исследуемой территории можно объяснить флюидной природой проводимости

Работа выполнена в рамках выполнения государственного задания Научной станции РАН по теме АААА-А19-119020190063-2.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Баталев В.Ю., Волыхин А.М., Рыбин А.К., Трапезников Ю.А., Финякин В.В. Строение земной коры восточной части Киргизского Тянь-Шаня по данным МТЗ и ГМТЗ // В кн. Проявление геодинамических процессов в геофизических полях. – М.: Наука, 1993. – С. 96-113.
2. Trapeznikov Yu.A., Andreeva E.V., Batalev V.Yu., Berdichevsky M.N., Vanyan L.L., Volykhin A.M., Golubtsova N.S., Rybin A.K. Magnetotelluric soundings in the Kyrgyz Tien Shan // *Izvestiya. Physics of the Solid Earth*. – 1997. – № 1 (33). – С. 1-17.
3. Рыбин А.К., Спичак В.В., Баталев В.Ю., Баталева Е.А., Матюков В.Е. Площадные магнитотеллурические зондирования в сейсмоактивной зоне Северного Тянь-Шаня // *Геология и геофизика*. – 2008. – №5. – С. 445-460.
4. Баталева Е.А., Пржиялговский Е.С., Баталев В.Ю., Лаврушина Е.В., М.Г. Леонов, В.Е. Матюков, Рыбин А.К. Новые данные о глубинном строении Южнокочкорской зоны концентрированной деформации // *Доклады Академии наук*. 2017. – № 5 (475). – С. 571–575.
5. Пржиялговский Е.С., Лаврушина Е.В., Баталев В.Ю., Баталева Е.А., Леонов М.Г., Рыбин А.К. Структуры чехла и поверхности фундамента Кочкорской впадины (Тянь-Шань) по геологическим и геофизическим данным // *Геология и геофизика*. – 2018. – № 4 (59). – С. 417-436. DOI: 10.15372/GiG20180401.
6. Баталева Е.А., Матюков В.Е. Детальное глубинное строение прибортовой зоны Иссык-Кульской впадины на примере профиля Саруу // *Вестник КРСУ*. – 2018. – № 4(18). – С.150-155.
7. Рыбин А.К., Баталева Е.А., Матюков В.Е., Морозов Ю.А., Непейна К.С. Глубинное строение литосферы Центрального Тянь-Шаня по профилю магнитотеллурического зондирования “Сон-Куль” // *Доклады Российской академии наук. Науки о Земле*. – 2021. – № 2(496). – С. 115-121. – DOI: 10.31857/S268673972102016X.

8. Баталева Е.А., Баталев В.Ю. К вопросу о природе электропроводности литосферы Центрального Тянь-Шаня и сопредельных территорий // В сборнике: Проблемы геодинамики и геоэкологии внутриконтинентальных орогенов Материалы докладов Шестого международного симпозиума к 35-летию Научной станции РАН и 15-летию Международного научно-исследовательского центра - геодинамического полигона Бишкек: НС РАН. – 2015. – С. 155-160.
9. Рыбин А.К., Леонов М.Г., Пржиялговский Е.С., Баталев В.Ю., Баталева Е.А., Брагин В.Д., Морозов Ю.А., Щелочков Г.Г. Природа верхнекоровых электропроводящих горизонтов и инфраструктура гранитов Центрального Тянь-Шаня // Докл. АН. – 2016. – № 2(470). – С. 215–218.
10. Rybin A., Bataleva E., Nepeina K., Matiukov V., Alexandrov P., Kaznacheev P. Response of cracking processes in variations of geophysical fields // *Journal of Applied Geophysics*. – 2020. – 104144. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2020.104144>.
11. Рыбин А.К., Баталева Е.А., Леонов М.Г., Пржиялговский Е.С., Кожоголов К.Ч., Никольская О.В., Мамыров Э.М. Современная геодинамическая активность земной коры Северного Тянь-Шаня и опасные геологические процессы // Вестник КРСУ. – 2016. – № 3 (16). – С. 157-163.
12. Лосихин Л.Н., Матюков Е.К., Пазников В.А. и др. Неполаризующийся электрод для наземной геофизической электроразведки / Патент на полезную модель RU 123979 U1, опубликовано 10.01.2013 г.
13. MT-Corrector [Электронный источник]. URL: <http://nw-geo.ru/products/software/mt-corrector/> (Дата обращения: 10.03.2021).
14. Бердичевский М.Н., Дмитриев В.И., Новиков Д.В., Пастуцан В.В. Анализ и интерпретация магнитотеллурических данных. – М., Диалог МГУ. – 1997. – 161 с.
15. Rodi W. L., Mackie R. L., Nonlinear conjugate gradients algorithm for 2-D magnetotelluric inversion // *Geophysics*. – 2001. – V. 66. – P. 174–187.
16. Баталева Е.А. Активные разломы в структуре БГП и их отражение в электромагнитных параметрах // В сборнике: Пятая тектонофизическая конференция в ИФЗ РАН. Тектонофизика и актуальные вопросы наук о земле. материалы докладов всероссийской конференции с международным участием, посвященной столетию М.В. Гзовского. Москва, – 2020. – С. 139-146.
17. Rybin A.K., Bataleva E.A., Nepeina K.S., Kaznacheev P.A., Matyukov V.E., Aleksandrov P.N. Definition of the seismic field of the underground sources in the ambient seismic noise in the Tien Shan region using a three-component gradient system // *Journal of Earth Science*. – 2020. – 31 (5). – P. 988–992. <https://doi.org/10.1007/s12583-020-1327-5>.
18. Киссин И.Г. Катакластическое разрушение пород земной коры и аномалии геофизических полей // *Физика Земли*. – 1996. – № 4. – С. 30 – 40.
19. Каракин А.В., Курьянов Ю.А., Павленкова Н.И. Разломы, трещиноватые зоны и волноводы в верхних слоях земной оболочки. М. Государственный научный центр РФ – ВНИИГеосистем. – 2003. – 184 с.

REFERENCES

1. Batalev V.YU., Volyhin A.M., Rybin A.K., Trapeznikov YU.A., Finyakin V.V. Stroenie zemnoj kory vostochnoj chasti Kirgizskogo Tyan'-SHanya po dannym MTZ i GMTZ // V kn. *Proyavlenie geodinamicheskikh processov v geofizicheskikh polyah*. – М.: Nauka, 1993. – S. 96-113.
2. Trapeznikov Yu.A., Andreeva E.V., Batalev V.Yu., Berdichevsky M.N., Vanyan L.L., Volykhin A.M., Golubtsova N.S., Rybin A.K. Magnetotelluric soundings in the Kyrgyz Tien Shan // *Izvestiya. Physics of the Solid Earth*. – 1997. – № 1 (33). – S. 1-17.
3. Rybin A.K., Batalev V.Yu., Bataleva E.A., Matyukov V.E., Spichak V.V. Array magnetotelluric soundings in the active seismic area of Northern Tien Shan // *Russian Geology and Geophysics*. 2008. – № 5(49). – P.337-349. DOI: 10.1016/j.rgg.2007.09.014.

4. Bataleva E.A., Batalev V.Y., Matyukov V.E., Rybin A.K., Przhiyalgovskii E.S., Lavrushina E.V., Leonov M.G. New data on the deep structure of the South Kochkor zone of concentrated deformation // *Doklady Earth Sciences*. – 2017 – № 2 (475). – P. 930-934. DOI: 10.1134/S1028334X1708013X.
5. Przhiyalgovskii E.S., Lavrushina E.V., Leonov M.G., Batalev V.Y., Bataleva E.A., Rybin A.K. Structure of the basement surface and sediments in the Kochkor basin (Tien Shan): geological and geophysical evidence // *Russian Geology and Geophysics*. – 2018. – № 4(59). P. 335-350. DOI: 10.1016/j.rgg.2017.09.003.
6. Bataleva E.A., Matyukov V.E. Detal'noe glubinnoe stroenie pribortovoj zony Issyk-Kul'skoj vpadiny na primere profilya Saruu // *Vestnik KRSU*. – 2018. – № 4 (18). – S. 150-155.
7. Rybin A.K., Bataleva E.A., Matyukov V.E., Morozov Yu. A., Nepeina K. S. Glubinnoe stroenie litosferu tcentral'nogo Tyan'-Shanya po profiluy magnitotelluricheskogo zondirovaniya "Son-kul'" // *Doklady Rossiiskoi Akademii Nauk. Nauki o Zemle*. – 2021. — № 2(496). – S. 115–121. – DOI: 10.1134/S1028334X21020161.
8. Bataleva E.A., Batalev V.YU. K voprosu o prirode elektroprovodnosti litosfery Central'nogo Tyan'-SHanya i sopredel'nyh territorij // V sbornike: Problemy geodinamiki i geoekologii vnutrikontinental'nyh orogenov Materialy dokladov SHestogo mezhdunarodnogo simpoziuma k 35-letiyu Nauchnoj stancii RAN i 15-letiyu Mezhdunarodnogo nauchno-issledovatel'skogo centra - geodinamicheskogo poligona Bishkek: NS RAN. – 2015. – S. 155-160.
9. Rybin A.K., Batalev V.Y., Bataleva E.A., Bragin V.D., Schelochkov G.G., Leonov M.G., Przhiyalgovskii E.S., Morozov Y.A. Nature of electric conductive layers of the upper crust and infrastructure of granites of the central Tien Shan // *Doklady Earth Sciences*. – 2016. – № 1(470). – P. 968-971.
10. Rybin A., Bataleva E., Nepeina K., Matiukov V., Alexandrov P., Kaznacheev P. Response of cracking processes in variations of geophysical fields // *Journal of Applied Geophysics*. – 2020. – 104144. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2020.104144>.
11. Rybin A.K., Bataleva E.A., Leonov M.G., Przhiyalgovskij E.S., Kozhogulov K.CH., Nikol'skaya O.V., Mamyrov E.M. Sovremennaya geodinamicheskaya aktivnost' zemnoj kory Severnogo Tyan'-SHanya i opasnye geologicheskie processy // *Vestnik KRSU*. – 2016. – № 3(16). – S. 157-163.
12. Losihin L.N., Matyukov E.K., Paznikov V.A. i dr. Nepolyarizuyushchij elektrod dlya nazemnoj geofizicheskoy elektrorazvedki / Patent na poleznuyu model' RU 123979 U1, opublikovano 10.01.2013 g.
13. MT-Corrector [Electronic source]. URL: <http://nw-geo.ru/products/software/mt-corrector/> (Date of access: 08.10.2018).
14. Berdichevskij M.N., Dmitriev V.I., Novikov D.V., Pastucan V.V. Analiz i interpretaciya magnitotelluricheskikh dannyh. – M., Dialog MGU. – 1997. – 161 s.
15. Rodi W. L., Mackie R. L., Nonlinear conjugate gradients algorithm for 2-D magnetotelluric inversion // *Geophysics*. – 2001. – V. 66. – P. 174–187.
16. Bataleva E.A. Aktivnye razlomy v strukture BGP i ih otrazhenie v elektromagnitnyh parametroh // V sbornike: Pyataya tektonofizicheskaya konferenciya v IFZ RAN. Tektonofizika i aktual'nye voprosy nauk o zemle. materialy dokladov vsrossijskoj konferencii s mezhdunarodnym uchastiem, posvyashchennoj stoletiyu M.V. Gzovskogo. Moskva, – 2020. – S. 139-146.
17. Rybin A.K., Bataleva E.A., Nepeina K.S., Kaznacheev P.A., Matyukov V.E., Aleksandrov P.N. Definition of the seismic field of the underground sources in the ambient seismic noise in the Tien Shan region using a three-component gradient system // *Journal of Earth Science*. – 2020. – 31 (5). – P. 988–992. <https://doi.org/10.1007/s12583-020-1327-5>.
18. Kissin I.G. Kataklasticheskoe razrushenie porod zemnoj kory i anomalii geofizicheskikh polej // *Fizika Zemli*. – 1996. – № 4. – S. 30 – 40.

19. Karakin A.V., Kur'yanov YU.A., Pavlenkova N.I. Razlomy, treshchinovatye zony i volnovody v verhnih sloyah zemnoj obolochki. M. Gosudarstvennyj nauchnyj centr RF – VNIIGeo-sistem. – 2003. – 184 s.

© *Е. А. Баталева, 2021*

ТЕСТИРОВАНИЕ ОПТИМИЗАЦИОННОГО АЛГОРИТМА AVAZ ИНВЕРСИИ НА СИНТЕТИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Руслан Камильевич Бекренёв

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, бакалавр геологии, инженер, тел. (914) 355-84-88, e-mail: BekrenevRK@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова 2, магистрант

Гэсэр Александрович Дугаров

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.ф.-м.н., старший научный сотрудник, тел. (383) 330-49-57, e-mail: DugarovGA@ipgg.sbras.ru

Татьяна Викторовна Неведкина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, тел. (383) 330-90-16, e-mail: NefedkinaTV@ipgg.sbras.ru

В статье исследуется оптимизационный алгоритм нелинейной AVAZ инверсии PP отражений в анизотропных средах. Алгоритм основан на точных формулах для коэффициента отражения и может быть применён в случае контрастных границ и произвольной степени анизотропии. Тестирование, проведенное на синтетических данных, рассчитанных для радиальной системы наблюдений, показало, что параметры анизотропии γ , $\delta^{(V)}$ и азимут оси симметрии НТИ среды определяются устойчиво при отношении сигнал/помеха ≥ 5 . Для определения параметра $\epsilon^{(V)}$ необходимы данные больших удалений источник-приёмник.

Ключевые слова: нелинейная AVAZ инверсия, трансверсально-изотропная (НТИ) среда, оптимизация, целевая функция, помехоустойчивость алгоритма

TESTING OF AN OPTIMIZATION ALGORITHM FOR AVAZ INVERSION ON SYNTHETIC DATASET

Ruslan K. Bekrenev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Ave., Bachelor, tel.: (914) 355-84-88, e-mail: BekrenevRK@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova st., 2, Student

Geser A. Dugarov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Ave., PhD., Senior Researcher, tel.: (383) 330-49-57, e-mail: DugarovGA@ipgg.sbras.ru

Tatyana V. Nefedkina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Ave., PhD., Senior Researcher, tel.: (383) 330-90-16, e-mail: NefedkinaTV@ipgg.sbras.ru

In the paper, we study an optimization algorithm for a nonlinear AVAZ inversion of PP reflections from an anisotropic media. The algorithm is based on the exact formulas for PP wave reflection coefficient for an anisotropic HTI medium and could be applied in the case of strong-contrast boundary and various anisotropy degree. Algorithm testing on synthetic dataset for radial survey system shows that estimation of anisotropy parameters γ , $\delta^{(V)}$ and HTI medium symmetry axis is robust in the case of signal to noise ratio ≥ 5 . For estimation of parameter $\varepsilon^{(V)}$ far offset data is needed.

Keywords: nonlinear AVAZ inversion, transversely isotropic (HTI) media, optimization, objective function, noise robustness

AVAZ (amplitude variations with azimuth) инверсия продольных волн является инструментом интерпретации, позволяющим восстанавливать эффективные параметры трещиноватых коллекторов углеводородов, такие как, например, направление и плотность трещин. Знание этих параметров очень важно при разведке и эксплуатации месторождений нефти и газа. Данная работа посвящена тестированию модуля AVAZ инверсии на синтетических данных. Основной целью является выбор оптимального подхода к реализации модуля инверсии, а также изучение влияния параметров анизотропного слоя HTI на азимутальные вариации коэффициентов отражения.

Описание алгоритма AVAZ инверсии

Основная суть алгоритма заключается в восстановлении параметров HTI анизотропного слоя путем минимизации следующего функционала:

$$F(\mathbf{v}) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (A_{obs}(l_i, \varphi_i, \mathbf{m}) - A_t(l_i, \varphi_i, \mathbf{v}))^2} \quad (1)$$

где n – число наблюдений, l_i – расстояние от источника до i -го приёмника, φ_i – азимут линии источник–приемник; \mathbf{v} – вектор неизвестных параметров модели, \mathbf{m} – вектор материальных параметров модели, A_{obs} – наблюденные амплитуды отражения от кровли анизотропного слоя, исправленные за геометрическое расхождение; A_t – теоретическое описание амплитуд, в качестве которого используются теоретические коэффициенты отражения.

В качестве теоретических коэффициентов отражения могут использоваться различные аппроксимации. Одной из самых известных является аппроксимация Рюге [1] для коэффициента отражения продольной (P) волны от границы изотропного и анизотропного (HTI) пространств. В двухчленном представлении она имеет вид:

$$R(\theta, \varphi) \approx A + (B^{iso} + B^{ani} \cos^2(\varphi - \varphi_0)) \sin^2 \theta \quad (2)$$

где θ – угол падения волны на границу; φ – азимут линии источник–приемник; φ_0 – азимут оси симметрии относительно оси X; коэффициент A равен коэффи-

циенту отражения при нормальном падении; B^{iso} – изотропная часть градиента, равная градиенту AVO в изотропной среде; B^{ani} – анизотропная добавка к градиенту, зависящая от параметров анизотропии среды.

Теоретические коэффициенты отражения также могут быть рассчитаны по точным формулам. Этот способ подразумевает решение системы 6 линейных уравнений вида [2]:

$$\mathbf{Ax} = \mathbf{b} \quad (3)$$

где \mathbf{A} – это матрица, составленная из векторов смещений и напряжений для отраженных и преломленных волн, \mathbf{b} – вектор-столбец, составленный из векторов смещений и напряжений для падающей волны, \mathbf{x} – вектор-столбец, состоящий из коэффициентов отражения и преломления всех типов волн.

Расчет коэффициентов отражения по точным формулам не имеет ограничений на степень анизотропии и на величину перепада упругих свойств на границе, присущих аппроксимации Рюге, а также применим и в случае больших удалений [3, 4]. Основным минусом данного подхода являются большие вычислительные затраты.

В реализованном нами алгоритме AVAZ инверсии используется как двухчленная аппроксимация Рюге, так и расчет коэффициентов отражения по точным формулам. Разработанный модуль представляет из себя оптимизационный алгоритм, состоящий из следующих двух этапов.

1 этап. Минимизация функционала (1) с использованием двухчленной аппроксимации Рюге (2), с последующим восстановлением азимута оси симметрии φ_0 и скорости Р-волны (на вертикали) в анизотропном слое (по значениям параметра A , полагая упругие параметры верхнего изотропного слоя и плотность анизотропного слоя известными).

2 этап. Минимизация функционала (1) с использованием точных формул. В результате оптимизации по точным формулам, имея V_P и φ_0 целевого слоя из предыдущего этапа оптимизации, восстанавливаем 4 неизвестных упругих параметра этого слоя: V_S – скорость поперечной (S) волны, $\varepsilon^{(V)}$, $\delta^{(V)}$, γ – параметры анизотропии Томсена [5].

Уменьшение числа неизвестных параметров с шести до четырёх позволяет значительно сократить время работы инверсионного алгоритма, а также повысить устойчивость. Точность восстановления азимута оси симметрии с использованием аппроксимации Рюге и по точным формулам практически совпадает. В качестве метода минимизации для двух этапов используется градиентный метод BFGS (Broyden–Fletcher–Goldfarb–Shanno algorithm).

Тестирование модуля AVAZ инверсии на синтетических данных

В качестве входных данных используются снятые в заданном окне амплитуды целевого сигнала. При расчете целевой функции (1) мы сравниваем наблюдаемые амплитуды с коэффициентами отражения. Следовательно, для первого и

второго этапа необходимо привести наблюдаемые амплитуды и теоретические коэффициенты отражения к единой размерности. Поэтому существует два способа задания целевого функционала: через относительные (нормированные) величины:

$$F(\mathbf{v}) = \sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\tilde{A}_{obs}(l_i, \varphi_i, \mathbf{m}) - r_t(l_i, \varphi_i, \mathbf{v}) \right)^2}, \quad (4)$$

$$\tilde{A}_{obs}(l_i, \varphi_i, \mathbf{m}) = \frac{A_{obs}(l_i, \varphi_i, \mathbf{m})}{A_{obs}(0, \varphi_i, \mathbf{m})}, \quad r_t(l_i, \varphi_i, \mathbf{v}) = \frac{R_t(l_i, \varphi_i, \mathbf{v})}{R_t(0, \varphi_i, \mathbf{v})},$$

и абсолютные величины:

$$F(\mathbf{v}) = \sqrt{\sum_{i=1}^n \left(R_{obs}(l_i, \varphi_i, \mathbf{m}) - R_t(l_i, \varphi_i, \mathbf{v}) \right)^2}, \quad (5)$$

$$R_{obs}(l_i, \varphi_i, \mathbf{m}) = C_{conv} A_{obs}(l_i, \varphi_i, \mathbf{m}),$$

где \tilde{A}_{obs} – наблюдаемые относительные амплитуды; $A_{obs}(0, \varphi_i, \mathbf{m})$ – наблюдаемая амплитуда при нулевом удалении; C_{conv} – масштабный множитель для перехода от амплитуд к коэффициентам отражения (amplitude scaling factor); R_{obs} – коэффициенты отражения, полученные из наблюдаемых амплитуд; r_t , R_t – теоретические относительные и абсолютные коэффициенты отражения; $R_t(0, \varphi_i, \mathbf{v})$ – теоретический коэффициент отражения при нулевом удалении. C_{conv} вычисляется как отношение $R_t(0, \varphi_i, \mathbf{m}) / A_{obs}(0, \varphi_i, \mathbf{m})$. При этом для модельных исследований $R_t(0, \varphi_i, \mathbf{m})$ можно вычислить по параметрам модели; при обработке реальных наблюдений необходимо иметь данные акустического и плотностного коротажей в скважине в диапазоне глубин целевой границы и значение амплитуды на ближайшей к скважине сейсмической трассе.

Принципиальное отличие подходов заключается в том, что реализация (5) в качестве априорной информации требует коэффициент перехода C_{conv} для перевода наблюдаемых амплитуд в коэффициенты отражения. При использовании подхода (4) переходный коэффициент не требуется, так как нормировка на амплитуду и на коэффициент отражения при нулевом удалении приводит наблюдаемые амплитуды и теоретические коэффициенты отражения соответственно в относительные величины, близкие к 1.

Для выбора подхода к реализации целевого функционала для двух этапов алгоритма было проведено тестирование модуля AVAZ инверсии на синтетических данных, рассчитанных для радиальной системы наблюдений в интервале азимутов от 0° до 360° , с шагом 30° , и для углов падения от 0° до 30° , с шагом 3° . В качестве модельных данных были взяты упругие параметры двухслойной

горизонтально слоистой модели (№6 в таблице 5.2) из монографии Rüger [1], см. табл. 1. На рис. 1 показаны азимутальные зависимости коэффициентов отражения для этой модели, рассчитанные по точным формулам (3).

Таблица 1

Параметры модели

№ слоя	ρ , г/см ³	V_P , км/с	V_S , км/с	$\varepsilon^{(V)}$	$\delta^{(V)}$	γ	φ_0
1	2.7	2.26	1.43	0	0	0	–
2	2.7	2.50	1.50	-0.1	-0.1	0.1	60

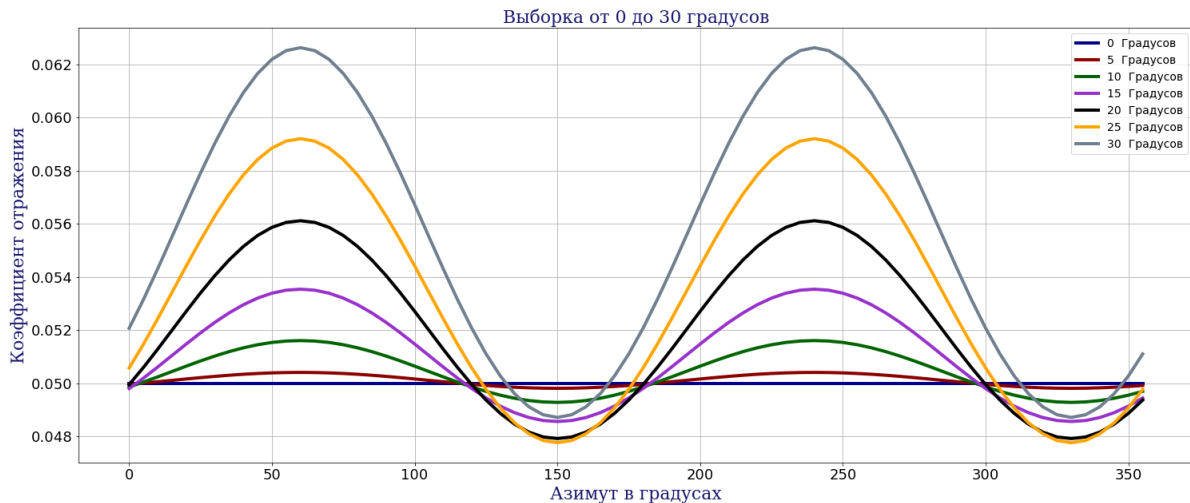


Рис. 1. Азимутальные зависимости коэффициентов отражения

Синтетические сейсмограммы были получены путем свертки теоретических коэффициентов отражения с импульсом Рикера, имеющим видимую частоту 25 Гц и шаг дискретизации 2 мс. Среднеквадратичные амплитуды отражения снимались в окне 1.5 периода и использовались в качестве входных данных для инверсии с целевым функционалом в двух приведенных выше вариантах реализации (4) и (5). В отсутствии помех оба подхода обеспечивают сходимость итерационного алгоритма к точным значениям параметров модели.

Для оценки устойчивости восстановления параметров анизотропного слоя в обоих подходах на синтетический сигнал Рикера был наложен «белый» шум с уровнем 10% и 20% от среднеквадратичной (RMS) амплитуды сигнала при нормальном падении. Полосовая фильтрация шума не проводилась ввиду равномерного его распределения во всей частотной области.

Сечения целевой функции с варьированием пар параметров анизотропного слоя НТИ (при закрепленных значениях остальных параметров): $V_{P2} - V_{S2}$, $V_{P2} - \varepsilon^{(V)}$, $V_{S2} - \varphi_0$, $V_{S2} - \gamma$, $\varepsilon^{(V)} - \gamma$, $\delta^{(V)} - \gamma$, при наложении шума 10% приведены на рис. 2. Сечения по параметрам $V_{P2} - V_{S2}$, $V_{S2} - \varphi_0$, $V_{S2} - \gamma$ имеют ярко выраженный минимум целевой функции в случае применения целевой функции в реализации (5) (по абсолютным значениям).

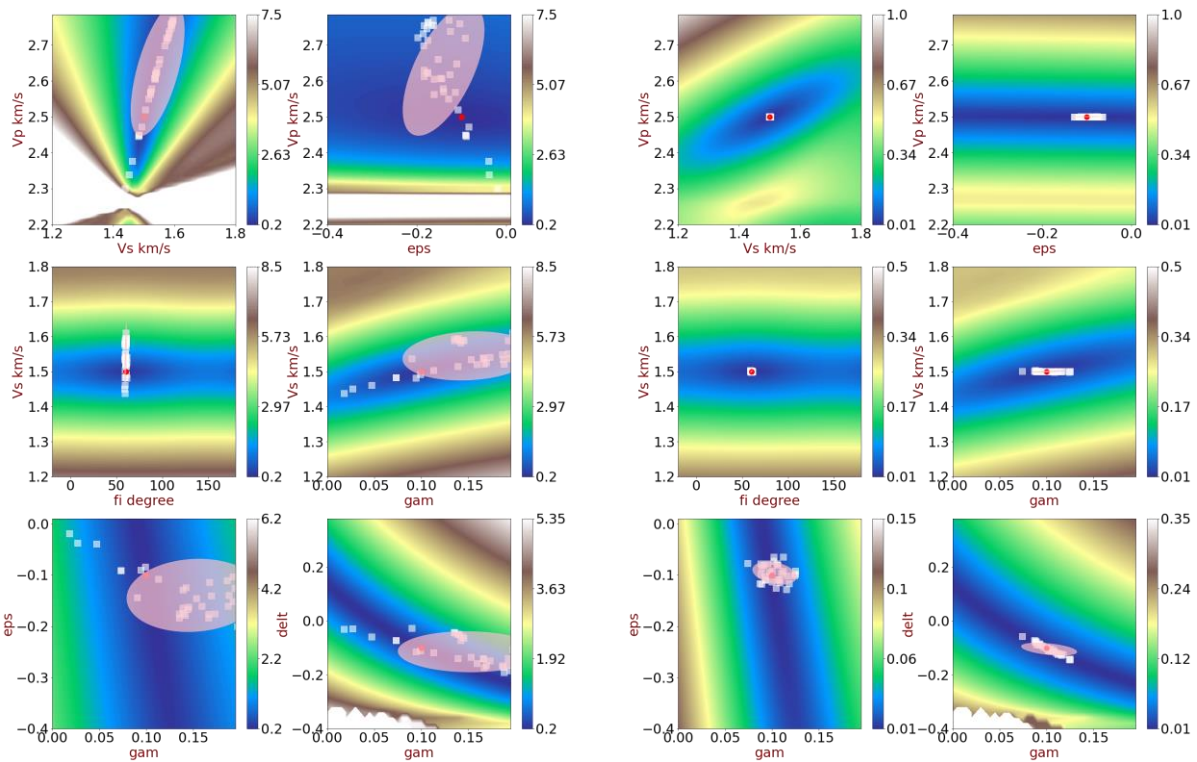


Рис. 2. Сечения целевых функций в реализации (4), относительные значения, (слева) и (5), абсолютные значения, (справа) при наложении шума 10%. Красные кружочки – точные значения параметров, белые квадраты и эллипсы – результаты оптимизации с областью их разброса.

Параметры V_{P2} , V_{S2} , φ_0 могут быть определены с бóльшей точностью, чем параметр $\varepsilon^{(V)}$, для которого наблюдается овражный характер целевой функции в диапазоне углов падения до 30° . Функционал имеет примерно одинаковую чувствительность к изменению параметров $\delta^{(V)}$ и γ .

Результаты AVAZ инверсии для тридцати реализаций зашумленных сейсмограмм представлены в таблицах 2 и 3. В таблице 2 приведены оценки параметров V_P и φ_0 , полученные на первом этапе оптимизации, в таблице 3 – оценки параметров V_S и $\varepsilon^{(V)}$, $\delta^{(V)}$, γ на втором этапе оптимизации.

Таблица 1

Оценки параметров НТИ среды, этап 1

	Применение относительных коэффициентов отражения (4)				Применение абсолютных коэффициентов отражения (5)			
	V_{P2}		φ_0		V_{P2}		φ_0	
	μ	σ	μ	σ	μ	σ	μ	σ
Шум 10%	2.62	13%	60°	0.6°	2.5	< 1%	60°	0.5°
Шум 20%	2.72	15%	60°	0.6°	2.5	< 1%	60°	0.8°

Примечание. μ – математическое ожидание, σ – среднеквадратическое отклонение.

Оценки параметров НТИ среды, этап 2

	V_{S2}		$\varepsilon^{(V)}$		$\delta^{(V)}$		γ	
	μ	σ	μ	σ	μ	σ	μ	σ
Реализация целевой функции через относительные коэффициенты отражения (4)								
Шум 10%	1.56	5%	-0.14	0.04	-0.12	0.04	0.15	0.04
Шум 20%	1.57	8%	-0.15	0.04	-0.09	0.04	0.16	0.04
Реализация целевой функции через абсолютные коэффициенты отражения (5)								
Шум 10%	1.5	< 1%	-0.1	0.02	-0.1	0.02	0.1	0.01
Шум 20%	1.5	< 1%	-0.12	0.02	-0.1	0.03	0.11	0.02

Примечание. μ – математическое ожидание, σ – среднеквадратическое отклонение.

По результатам первого этапа AVAZ инверсии (см. таблицу 2) для двух реализаций целевой функции на синтетических данных с 10% и 20% уровнем шума было выявлено, что подход (4), основанный на нормировке коэффициентов отражения, приводит к неустойчивому восстановлению скорости Р-волны (погрешности составляют 13-15%). Это связано с тем, что при делении амплитуд на их значения в нуле, даже при небольшом уровне шума, теряется вся информация о скорости Р-волны, заложенная в реальных коэффициентах отражения. Неверно восстановив скорость Р-волны, мы неверно восстанавливаем остальные упругие параметры (см. таблицу 3). Исключением является азимут оси симметрии, так как он не зависит от перепада упругих свойств на границе.

Из всего вышесказанного следует, что применение нормировок в целевом функционале AVAZ инверсии нецелесообразно. Поэтому разработанный модуль AVAZ инверсии использует второй подход (5) к реализации целевого функционала, основанный на абсолютных значениях коэффициентов отражения. Он обеспечивает высокую точность определения коэффициентов анизотропии $\delta^{(V)}$, γ с погрешностью не более 0.02-0.03 по абсолютной величине, точность определения параметра $\varepsilon^{(V)}$ несколько ниже. В данном подходе требуется априорная информация о масштабном множителе перехода от амплитуд к коэффициентам отражения.

Заключение

В работе проведено исследование оптимизационного алгоритма нелинейной AVAZ инверсии продольных отраженных волн в анизотропной НТИ среде. В алгоритме используется точное решение для коэффициентов отражения РР

волн. Тестирование алгоритма проведено на синтетических сейсмограммах. Анализ целевых функций, полученных в процедуре оптимизации, позволил изучить чувствительность метода к определению различных параметров анизотропной модели. Показано, что использование аппроксимации Рюге в качестве первого этапа оптимизационного алгоритма, является наиболее оптимальным подходом, так как позволяет уменьшить число восстанавливаемых параметров по точным формулам. Для корректного восстановления упругих параметров анизотропного слоя требуется масштабный множитель перехода от наблюдаемых амплитуд к коэффициентам отражения в качестве априорной информации. Тестирование алгоритма показало, что при отношении сигнал/помеха ≥ 5 упругие параметры анизотропного слоя определяются с высокой точностью.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Rüger A. Reflection Coefficients and Azimuthal AVO Analysis in Anisotropic Media. Society of Exploration Geophysics. 2002. 185 p.
2. Schoenberg M., Protazio J. “Zoeppritz” rationalized and generalized to anisotropy // J. Seism. Explor. 1992. N 1. P. 125– 144.
3. Нефедкина Т.В., Лыхин П.А. Применимость линеаризованных аппроксимаций коэффициента отражения продольных волн для азимутального анализа амплитуд РР отражений в анизотропных средах // Технологии сейсморазведки. – 2016. – № 4. – С. 21–32.
4. Лыхин П.А., Нефедкина Т.В. Потенциал нелинейной AVOA-инверсии отраженных продольных волн для изучения трещиноватых карбонатных коллекторов нефти и газа // Технологии сейсморазведки, № 2, 2017, С. 59– 68.
5. Tsvankin I. Reflection moveout and parameter estimation for horizontal transverse isotropy // Geophysics. 1997. V. 62, N 2. P. 614–629.

REFERENCES

1. Rüger A. Reflection Coefficients and Azimuthal AVO Analysis in Anisotropic Media. Society of Exploration Geophysics. 2002. 185 p.
2. Schoenberg M., Protazio J. “Zoeppritz” rationalized and generalized to anisotropy // J. Seism. Explor. 1992. N 1. P. 125– 144.
3. Nefedkina T.V., Lyhin P.A. Primenimost' linearizovannyh approksimacij kojefficienta otrazhenija prodol'nyh voln dlja azimutal'nogo analiza amplitud PP otrazhenij v anizotropnyh sredah // Tehnologijejsmorazvedki. – 2016. – № 4. – S. 21–32.
4. Lykhin P.A., Nefedkina T.V. Potencial nelineinoi AVOA-inversii otrazhennuh prodol'nyh voln dlya izucheniya treschinovatux kollektorov nefti I gaza // Tehnologii seismorazvedki, № 2, 2017, S. 59– 68.
5. Tsvankin I. Reflection moveout and parameter estimation for horizontal transverse isotropy // Geophysics. 1997. V. 62, N 2. P. 614–629.

© Р. К. Бекренёв, Г. А. Дугаров, Т. В. Нефедкина, 2021

СОДЕРЖАНИЕ

1. <i>А. Л. Бейзель, Е. С. Соболев.</i> Особенности конфигурации озер юга Западной Сибири в связи с проблемой происхождения гривного рельефа	3
2. <i>В. Н. Бородкин, О. А. Смирнов.</i> Оценка перспектив нефтегазонасности неокомских отложений зоны сочленения Гыданской, Ямальской и Надым-Пурпейской нефтегазоносных областей Западной Сибири на базе сейсморазведки 3D	8
3. <i>Л. М. Буриштейн, А. Э. Конторович, Е. А. Костырева.</i> Модель пористости пород баженовской свиты	15
4. <i>М. М. Буслов, А. В. Куликова.</i> Взаимосвязи формирования орогенов и осадочных бассейнов Азии в мезозое-кайнозое	25
5. <i>И. В. Вараксина.</i> Строение, состав и обстановки формирования куонамской свиты восточной окраины Анабарской нефтегазоносной области.....	32
6. <i>Е. А. Глухова, П. И. Сафронов, Л. М. Буриштейн.</i> Моделирование процессов нефтидообразования в юрских отложениях юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции	38
7. <i>С. М. Гусева.</i> Перспективы нефтегазонасности осадочных комплексов Южно-Карской НГО.....	44
8. <i>А. А. Дешин, С. А. Язикова.</i> Влияние кинетических параметров керогенов на динамику и масштабы генерации углеводородов на примере верхнеюрских нефтегазопроизводящих толщ Северо-Востока Западной Сибири.....	52
9. <i>Ф. Ф. Дульцев, Д. А. Новиков, А. Н. Фаге, А. С. Деркачев, А. А. Максимова, А. В. Черных.</i> Гидрогеологические условия новобибеевского проявления радоновых вод (Новосибирская область).....	62
10. <i>О. В. Елишева, М. Н. Мельникова.</i> Новые данные о возрасте и вещественном составе пород доюрского основания Туйско-Барабинского фациального района в Уватском районе юга Тюменской области	72
11. <i>Н. П. Запивалов.</i> И снова о палеозойской нефти Западной Сибири.....	83
12. <i>Л. Н. Константинова, М. И. Абдулин.</i> Прогноз зон нефтегазонакопления в рифейском нефтегазоносном комплексе на западе Центрально-Тунгусской НГО	97
13. <i>Л. Н. Константинова, И. А. Губин, С. А. Моисеев, А. М. Фомин, Е. Н. Кузнецова.</i> Результаты корреляции протерозойско-фанерозойских разрезов Алдано-Майской НГО по данным глубокого бурения	102
14. <i>А. Ю. Космачева, М. О. Федорович.</i> История формирования скоплений углеводородов в отложениях верхнего палеозоя и мезозоя виллюйской гемисинеклизы	111

15. <i>О. Б. Кузьмина, Г. Г. Русанов, М. В. Михаревич.</i> Верхнепалеогеновые и неогеновые отложения в самахинско-джазатурском понижении юго-восточной части Горного Алтая	118
16. <i>Е. В. Лыкова, Н. В. Сенников.</i> Комплекс граптолитов из разреза «Верхняя Карасу» верхнего ордовика центральной части Горного Алтая.....	125
17. <i>С. А. Моисеев, А. М. Фомин, И. А. Губин.</i> Особенности формирования нижне-среднекембрийских отложений в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности на территории Северо-Тунгусской НГО	130
18. <i>Н. Г. Наливайко, И. А. Гостева, Д. А. Новиков, А. В. Черных, А. А. Хващевская, С. А. Павлова.</i> Особенности микробиологического состава природных вод разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области.....	137
19. <i>Д. А. Новиков, А. Н. Пыряев, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных, А. Ф. Сухорукова, А. С. Деркачев, А. А. Максимова.</i> Изотопный состав (Н, О и С) природных вод Новосибирской городской агломерации	149
20. <i>Д. А. Новиков, А. А. Хващевская, Н. Г. Сидорина, А. А. Коханенко, А. В. Черных, А. А. Максимова, Ф. Ф. Дульцев.</i> Новые данные по гидрогеохимии минеральных вод Крымского полуострова.....	160
21. <i>Д. А. Новиков, А. В. Черных, А. А. Хващевская, Ф. Ф. Дульцев, Л. А. Ничкова, Г. А. Сигора, Т. Ю. Хоменко, Т. А. Яхин.</i> Токсичные элементы в природных водах севавтопольской городской агломерации	171
22. <i>Д. А. Новиков, А. Н. Пыряев, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных, С. В. Бакустина, Д. В. Ульянов.</i> Условия формирования подземных вод верхнеюрских отложений центральных районов зауральской мегамоноклизы.....	181
23. <i>О. Т. Обут, Н. В. Сенников, Д. А. Печериченко.</i> Находки руководящих форм конодонтов в верхнем ордовике Прителецкого Алтая	191
24. <i>Д. А. Печериченко, О. Т. Обут, Н. В. Сенников.</i> Первые находки позднеордовикских конодонтов рода <i>Scyphiodus Stauffer</i> на Горном Алтае.....	196
25. <i>А. Ю. Попов, Е. С. Соболев, А. Я. Шевко, А. В. Ядренкин.</i> Нижнетриасовые вулканогенные образования Кряжа Прончищева (север Средней Сибири)	201
26. <i>А. Н. Пыряев, Д. А. Новиков, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных, А. А. Максимова, А. С. Деркачев.</i> Изотопный состав природных вод села Верх-Тула (Новосибирская область)	207
27. <i>А. Н. Пыряев, Д. А. Новиков, А. А. Максимова.</i> Характеристика стабильных изотопов в природных водах бассейна реки Витим	218
28. <i>С. В. Рыжкова, М. А. Фомин, А. Г. Замирайлова, Е. А. Костырева.</i> Особенности литологической интерпретации ГИС баженовской свиты юго-восточных районов Западной Сибири.....	227
29. <i>Р. М. Саитов, М. А. Фомин, Е. А. Костырева, С. В. Рыжкова, И. С. Сотнич, В. Г. Эдер, 2021.</i> Методологические приемы к прогнозу минерально-компонентного состава баженовской свиты на основе связей «КЕРН-ГИС»	236

30. <i>А. Ф. Сухорукова, Д. А. Новиков, А. А. Черкасов, А. С. Деркачев.</i> Гидрогеологические особенности разработки карьера Борок (город Новосибирск)	246
31. <i>А. В. Тимохин.</i> Стратотип долборской свиты верхнего ордовика Сибирской платформы.....	254
32. <i>Р. И. Тимшанов, С. А. Шешуков.</i> Применение статистических методов для обработки результатов наземной геохимической съемки с целью прогноза нефтегазоносности	263
33. <i>А. С. Фаустова, Д. А. Новиков, С. А. Павлова, А. В. Черных, Ф. Ф. Дульцев, С. В. Рыжкова.</i> Изменение гидрогеохимического поля горизонта Ю ₁ Верх-Тарского нефтяного месторождения в процессе разработки	271
34. <i>А. М. Фомин, И. А. Губин, С. А. Моисеев.</i> Нефтегазоносные комплексы Алдано-Майской нефтегазоносной области	282
35. <i>М. А. Фомин, Р. М. Саитов, Е. А. Костырева, С. В. Рыжкова, И. С. Сотнич, В. Г. Эдер.</i> Прогноз литологического состава баженовской свиты на основе комплексной интерпретации геологических и геофизических материалов (на примере разрезов северных районов ХМАО).....	291
36. <i>М. Р. Шолитодов, В. В. Козлов, Л. К. Алтунина, У. В. Чернова.</i> Лабораторное испытание кислотной нефтевытесняющей композиции для увеличения нефтеотдачи пластов	301
37. <i>Е. С. Ярославцева, И. И. Носков.</i> Динамика генерации углеводородов куонамским комплексом курейской синеклизы по материалам скважины Чириндинская 271	307
38. <i>Е. В. Агеенков.</i> Сигнал переходного процесса в осевой области электрической линии для геоэлектрических условий акваторий морского шельфа.....	316
39. <i>Е. Ю. Антонов, Н. О. Кожевников, М. А. Корсаков.</i> Новый вид индукционных переходных характеристик, осложнённых влиянием быстропротекающей вызванной поляризации	323
40. <i>С. Ю. Артамонова, Д. Ю. Троицкий, В. Е. Ушницкий.</i> Первые результаты изучения изотопного состава урана в водных пробах объекта «Кристалл» в 2019 г.	329
41. <i>А. С. Астракова, Е. В. Конобрий, Д. Ю. Кушнир, Н. Н. Велькер, Г. В. Дятлов.</i> Инверсия данных индукционного каротажа на примере структуры с угловым несогласием.....	336
42. <i>Е. А. Баталева.</i> Изучение глубинного строения сейсмоактивных зон методом магнитотеллурического зондирования	345
43. <i>Р. К. Бекренёв, Г. А. Дугаров, Т. В. Нефедкина.</i> Тестирование оптимизационного алгоритма AVAZ инверсии на синтетических данных	354

CONTENTS

1. <i>A. L. Beisel, E. S. Sobolev</i> . Features of the Configuration of Lakes in the South of Western Siberia in Connection with the Problem of the Origin of the Grivas Topography.....	3
2. <i>V. N. Borodkin, O. A. Smirnov</i> . Assessment of the Oil and Gas Potential Prospects of the Neokomian Sediments in the Joint Zone of the Gydan, Yamal and Nadym-Purpey Oil and Gas Bearing Regions of Western Siberia on the Basis of 3D Seismic Survey.....	8
3. <i>L. M. Burshtein, A. A. Kontorovich, E. A. Kostyreva</i> . Model of Porosity of Rocks of the Bazhenovskaya Formation.....	15
4. <i>M. M. Buslov, A. V. Kulikova</i> . Relationship of the Formation of Orogens and Sedimentary Basins of Asia in the Mesozoic-Cenozoic.....	25
5. <i>I. V. Varaksina</i> . The Structure, Composition and Depositional Environments of Kuonamka Formation in the East of Anabar Oil-And-Gas Region.....	32
6. <i>E. A. Glukhova, P. I. Safronov, L. M. Burshtein</i> . Oil and Gas Modeling Generation in the Jurassic Sediments in the South-Eastern of the West Siberian Petroleum Province.....	38
7. <i>S. M. Guseva</i> . Oil and Gas Potential Prospects of Sedimentary Complex of the South Kara Petroleum Region.....	44
8. <i>A. A. Deshin, S. A. Yazikova</i> . Kerogenes Kinetic Parameters Influence on the Hydrocarbons Generation Dynamics and Volume by the Example of the Upper Jurassic Source Rocks of the North-Eastern Part of West Siberia.....	52
9. <i>F. F. Dultsev, D. A. Novikov, A. N. Fage, A. A. Maksimova, A. S. Derkachov, A. V. Chernykh</i> . Hydrogeological Conditions of the Novobibeevo Occurrence of Radon Waters (the Novosibirsk Region).....	62
10. <i>O. V. Elisheva, M. N. Melnikova</i> . New Data on the Age and Material Composition of the Rocks of the Pre-Jurassic Base of the Taisko-Barabinsk Facies Region Based in the Uvatsky District of the South of the Tyumen Region.....	72
11. <i>N. P. Zapivalov</i> . Once more about the Paleozoic Oil in West Siberia.....	83
12. <i>L. N. Konstantinova, M. I. Abdulin</i> . Forecast of Oil and Gas Accumulations Zones in the Rifean Oil and Gas Complex in the West of the Central-Tunguska Oil and Gas Bearing Region.....	97
13. <i>L. N. Konstantinova, I. A. Gubin, S. A. Moiseev, A. M. Fomin, E. N. Kuznetsova</i> . Correlation Results of the Proterozoic-Phanerozoic Sections of the Aldan-Maya Oil and Gas Bearing Region on Deep Drilling Data.....	102

14. <i>A. Yu. Kosmacheva, M. O. Fedorovich.</i> The Formation History of Hydrocarbon Deposits in the Upper Paleozoic and Mesozoic Rocks of the Vilyui Hemisyncline	111
15. <i>O. B. Kuzmina, G. G. Rusanov, M. V. Micharevich.</i> The Upper Paleogene and Neogene Deposits in the Samakhinskaya and Dzhazator Depressions of the Southeast Part of Gornyi Altai	118
16. <i>E. V. Lykova, N. V. Sennikov.</i> Graptolites from the Upper Ordovician Section «Verkhnyaya Karasu» in the Central Part of Gornyi Altai.....	125
17. <i>S. A. Moiseev, A. M. Fomin, I. A. Gubin.</i> 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	130
18. <i>N. G. Nalivaiko, I. A. Gosteva, D. A. Novikov, A. V. Chernykh, A. A. Khvashchevskaya, S. A. Pavlova.</i> Features of the Microbiological Composition of Natural Waters of Produced Oil Fields of the Novosibirsk Region.....	137
19. <i>D. A. Novikov, A. N. Pyrayev, F. F. Dultsev, A. V. Chernykh, A. F. Sukhorukova, A. S. Derkachov, A. A. Maksimova.</i> Isotopic Composition (H, O and C) of Natural Waters of the Novosibirsk City Agglomeration.....	149
20. <i>D. A. Novikov, A. A. Khvashchevskaya, N. G. Sidorina, A. A. Kohanenko, A. V. Chernykh, A. A. Maksimova, F. F. Dultsev.</i> New Data on Hydrogeochemistry of the Mineral Waters of the Crimean Peninsula	160
21. <i>D. A. Novikov, A. V. Chernykh, A. A. Khvashchevskaya, F. F. Dultsev, L. A. Nichkova, G. A. Sigora, T. Yu. Homenko, T. A. Yahin.</i> Toxic Elements in Natural Waters of the Sevastopol Urban Agglomeration.....	171
22. <i>D. A. Novikov, A. N. Pyrayev, F. F. Dultsev, A. V. Chernykh, S. V. Bakustina, D. V. Ulyanov.</i> Formation Conditions of Groundwater of the Upper Jurassic of the Central Regions of the Zaural Megamonoclysis	181
23. <i>O. T. Obut, N. V. Sennikov, D. A. Pecherichenko.</i> Index Species of Upper Ordovician Conodonts from the Teletskoe Lakeside Altai.....	191
24. <i>D. A. Pecherichenko, O. T. Obut, N. V. Sennikov.</i> First Data on the Late Ordovician Conodonts <i>Scyphiodus</i> Stauffer on Gornyi Altai	196
25. <i>A. Yu. Popov, E. S. Sobolev, A. Ya. Shevko, A. V. Yadrenkin.</i> Lower Triassic Volcanogenic Formations of the Pronchishchev Ridge (North of Central Siberia)	201
26. <i>A. N. Pyrayev, D. A. Novikov, F. F. Dultsev, A. V. Chernykh, A. A. Maksimova, A. S. Derkachev.</i> Isotope Composition of Natural Waters in the Verkh-Tula Settlement (the Novosibirsk Region).....	207
27. <i>A. N. Pyrayev, D. A. Novikov, A. A. Maksimova.</i> Characteristics of Stable Isotopes in Natural Waters of the Vitim River Basin	218
28. <i>S. V. Ryzhkova, M. A. Fomin, A. G. Zamirailova, E. A. Kostyreva.</i> Features of the Lithological Interpretation of the GIS of the Bazhenov Formation in the South-Eastern Regions of Western Siberia	227

29. <i>R. M. Saitov, M. A. Fomin, E. A. Kostyreva, S. V. Rizhkova, I. S. Sotnich, V. G. Eder.</i> Methodological Approaches to Predicting the Mineral-Component Composition of the Bazhenov Formation Based on «Core-Logging» Interconnections	236
30. <i>A. F. Sukhorukova, D. A. Novikov, A. A. Cherkasov, A. S. Derkachev.</i> Hydrogeological Features of the Development of the Borok Quarry (Novosibirsk)	246
31. <i>A. V. Timokhin.</i> Stratotype Dolborian Formation of the Upper Ordovician of the Siberian Platform.....	254
32. <i>R. I. Timshanov, S. A. Sheshukov.</i> Application of Statistical Methods for Processing the Results of Ground Geochemical Survey with the Purpose of Oil and Gas Forecasting	263
33. <i>A. S. Faustova, D. A. Novikov, S. A. Pavlova, A. V. Chernykh, F. F. Dultsev, S. V. Ryzhkova.</i> Change in the Hydrogeochemical Field of the U ₁ Horizon of the Verkh-Tarskoye Oil Field in the Process of Development	271
34. <i>A. M. Fomin, I. A. Gubin, S. A. Moiseev.</i> Oil and Gas Complexes of the Aldano-May Oil and Gas Region	282
35. <i>M. A. Fomin, R. M. Saitov, E. A. Kostyreva, S. V. Rizhkova, I. S. Sotnich, V. G. Eder.</i> Prediction of the Lithological Composition of the Bazhenov Formation Based on Integrated Interpretation of Geological and Geophysical Materials (on the Example of Cross-Sections in the Northern Regions of Khanty-Mansi Autonomous Area).....	291
36. <i>M. R. Sholidodov, V. V. Kozlov, L. K. Altunina, U. V. Chernova.</i> Laboratory Testing of Acid Oil-Displacing Composition to Enhance Oil Recovery	301
37. <i>E. S. Yaroslavtseva, I. I. Noskov.</i> Hydrocarbon Generation Dynamics of Kureika Syncline Kuonamka Source Rock Based on the Data of Chirindinskaya-271 Well	307
38. <i>E. V. Ageenkov.</i> Transient Signal in the Axial Domain of the Electric Line for Geoelectric Conditions of the Offshore Area	316
39. <i>E. Yu. Antonov, N. O. Kozhevnikov, M. A. Korsakov.</i> A New Type of Inductive Transient Characteristics Complicated by the Influence of Fast-Processing Induced Polarization.....	323
40. <i>S. Yu. Artamonova, D. Yu. Troitskii, V. E. Ushnitskii.</i> First Results of Study of Isotope Composition of Uranium in Water Samples of the “Crystal” Site	329
41. <i>A. S. Astrakova, E. V. Konobriy, D. Yu. Kushnir, N. N. Velker, G. V. Dyatlov.</i> Lwd Data Inversion for Structure with Angular Unconformity.....	336
42. <i>E. A. Bataleva.</i> Study of the Depth Structure of Seismically Active Zones by the Method of Magnetotelluric Sounding.....	345
43. <i>R. K. Bekrenev, G. A. Dugarov, T. V. Nefedkina.</i> Testing of an Optimization Algorithm for Avaz Inversion on Synthetic Dataset	354

Научное издание

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ

XVII Международный научный конгресс

Сборник материалов в 8 т.

Т. 2

Международная научная конференция

**«НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ГОРНОЕ ДЕЛО.
НАПРАВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА,
РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ЭКОНОМИКА.
ГЕОЭКОЛОГИЯ»**

№ 1

Материалы публикуются в авторской редакции

Компьютерная верстка *О. И. Голиков*

Изд. лиц. ЛР № 020461 от 04.03.1997.

Подписано в печать 15.09.2021. Формат 60 × 84 1/16.


Усл. печ. л. 21,39. Тираж 34 экз. Заказ 121.

Гигиеническое заключение

№ 54.НК.05.953.П.000147.12.02. от 10.12.2002.

**Редакционно-издательский отдел СГУГиТ
630108, Новосибирск, ул. Плахотного, 10.**

**Отпечатано в картопечатной лаборатории СГУГиТ
630108, Новосибирск, ул. Плахотного, 8.**

- 
- T. 1. Геодезия, геоинформатика, картография, маркшейдерия
 - T. 2. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология
 - T. 3. Экономическое развитие Сибири и Дальнего Востока. Экономика природопользования, землеустройство, лесоустройство, управление недвижимостью
 - T. 4. Дистанционные методы зондирования Земли и фотограмметрия, мониторинг окружающей среды, геоэкология
 - T. 5. Геопространственные аспекты исторических, правовых и социокультурных процессов
 - T. 6. Магистерская научная сессия «Первые шаги в науке»
 - T. 7. Молодежь. Инновации. Технологии
 - T. 8. СибОптика-2021
- 