



ГЕОЛОГИЯ И МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫЕ РЕСУРСЫ СИБИРИ

ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

№ 12с ♦ 2022

Главный редактор –

Акад. РАН М. И. Эпов (Новосибирск)

Редакционная коллегия

Свиньин В. Ф., отв. редактор,
зам. гл. редактора (Новосибирск)

Афанасенков А. П., д.г.-м.н. (Москва)

Брехунцов А. М., д.г.-м.н. (Тюмень)

Варламов А. И., д.г.-м.н. (Москва)

Герт А. А., д.э.н. (Новосибирск)

Ельцов И. Н., д.т.н., проф. (Новосибирск)

Жаркова В., д.ф.-м.н., проф. (Ньюкасл,
Великобритания)

Зайнидинов Х., д.т.н. (Ташкент, Узбе-
кистан)

Конторович А. Э., акад. РАН (Ново-
сибирск)

Крюков В. А., акад. РАН (Новосибирск)

Мельников Н. В., д.г.-м.н. (Новоси-
бирск)

Похиленко Н. П., акад. РАН (Новоси-
бирск)

Птицын А. Б., д.г.-м.н. (Чита)

Сейфуль-Мулюков Р. Б., д.г.-м.н., проф.
(Москва)

Собисевич А. Л., чл.-кор. РАН (Москва)

Тригубович Г. М., д.т.н., проф., зам. гл.
редактора (Новосибирск)

Шапорина М. Н., к.г.-м.н., ответствен-
ный секретарь (Новосибирск)

Шацкий В. С., акад. РАН (Новосибирск)

Шин Е. Ч., проф. (Инчхон, Республика
Корея)

Редакционный совет

Алексеев Г. Ф., к.т.н. (Кемерово)

Бакиев С., д.г.-м.н., проф. (Ташкент,
Узбекистан)

Васильев В. И., к.г.-м.н. (Иркутск)

Гармаев Е. Ж., чл.-кор. РАН (Улан-Удэ)

Глинских В. Н., чл.-кор. РАН (Новоси-
бирск)

Девятов В. П., д.г.-м.н. (Новосибирск)

Ефимов А. С. (Новосибирск)

Жуков К. А., к.э.н. (Новосибирск)

Клишин В. И., чл.-кор. РАН (Кемерово)

Конторович В. А., чл.-кор. РАН (Ново-
сибирск)

Ларичев А. И., к.г.-м.н. (Санкт-
Петербург)

Мигурский А. В., д.г.-м.н. (Новоси-
бирск)

Поляков А. А. (Москва)

Сальников А. С., д.г.-м.н. (Новоси-
бирск)

Смирнов Е. В., к.г.-м.н. (Новосибирск)

Смирнов М. Ю., к.г.-м.н. (Москва)

Татьянин Г. М., к.г.-м.н. (Томск)

Филипцов Ю. А., д.г.-м.н. (Красноярск)

Черных А. И., к.г.-м.н. (Москва)

Шиганова О. В., к.г.-м.н. (Новосибирск)

Эдер Л. В., д.э.н. (Москва)

Содержание

К 65-летию СНИИГГиМС

М. И. Эпов. К читателям и авторам журнала 3
СНИИГГиМС: 65 лет комплексного изучения недр Сибири 5

Нефтегазовая геология

А. С. Ефимов, Е. В. Мосягин. Основная зона нефтегазоаккумуляции Южно-Тунгусской НГО 9
О. В. Шиганова, В. В. Сапьяник, Т. Н. Торопова, Е. А. Зыза, И. С. Игонин, Ю. В. Колосова, В. С. Корытов, Р. Р. Шакиров. Региональный катагенез органического вещества юрских отложений континентальной Арктики Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции 18
Е. Ю. Лаптева, Т. Н. Торопова, В. М. Щербаненко, П. Э. Жержова, Е. А. Зыза, И. С. Игонин, Р. Р. Шакиров, Е. В. Шулик. Модель строения надояхского нефтегазоносного комплекса в пределах Агапского мегапрогиба и прилегающих территорий на основе комплексирования сейсмических данных и материалов ГИС 32

Геофизика

В. В. Лапковский, Е. В. Пономарева. Построение трехмерной модели концентраций органического углерода в породах баженовской свиты зоны сочленения Мансийской синеклизы и Красноленинской мегамоноклизы 39
А. С. Юнашева, Е. В. Громова, Л. Ю. Беспечная, Е. В. Мосягин. Методика выделения и картирования трапповых тел по сейсморазведочным материалам Восточной Сибири в пределах западного склона Байкитской антеклизы на примере средне-нижнеусольского интервала разреза 47
Г. М. Тригубович, М. А. Данилова, Р. Р. Валеев. Концепция прогноза подземных вод на нефтяных месторождениях Восточной Сибири 57

Гипотезы и дискуссионные материалы

Н. П. Запывалов. Нефтегеологическое мышление – новые аспекты XXI века 65

Страницы истории

А. И. Варламов, А. С. Ефимов, М. Ю. Смирнов. Пятнадцать лет участия СНИИГГиМС в разработке и реализации «Программы геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)» 70
А. В. Исаев. История открытия и изучения Пайяхского месторождения нефти. Вклад СНИИГГиМС 75
Ф. М. Каменецкий, В. В. Филатов. СНИИГГиМС в истории развития электроразведки в России 79
Н. Л. Падалко. Томский филиал СНИИГГиМС – 50 лет деятельности вместе с головным институтом 85

Научные династии СНИИГГиМС

М. В. Попова. Династия Сурковых 90
И. К. Старосельцев. Старосельцевы. 60 лет в СНИИГГиМС 95
А. П. Мельников. Мельниковы ищут нефть с 1929 года 98

Персоналии

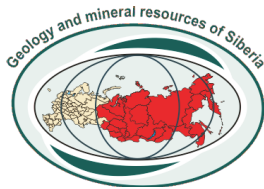
А. В. Бгатов. Об отце 102
Т. И. Новоселова. Василий Иванович Бгатов и Александр Викторович Ван 106

Дни геологов

Ю. А. Чульжанов. Геология устами младенца (заметки экскурсовода геологического музея СНИИГГиМС) 108
СНИИГГиМС на поэтических маршрутах (В. Ф. Свиньин, Ю. Д. Зубков, О. Г. Садур, Г. Н. Черкасов) 111
Наши авторы 115

Адрес редакции, учредителя
и издателя: 630091, Новосибирск,
Красный проспект, 67
Тел./факс (383) 230-94-05
E-mail: svinyinf@rusgeology.ru
www.jourgimss.ru

ISSN 2078-0575



GEOLOGY AND MINERAL RESOURCES OF SIBERIA

QUARTERLY SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

No. 12s ♦ 2022

Editor

Acad. RAS M.I. Eпов (Novosibirsk)

Editorial board:

Svinyin V.F., executive editor, associated editor, Novosibirsk

Afanasenkov A.P. (Moscow)

Brekhtunsov A.M., DSc (Tyumen)

Eltsov I.N., DSc, prof. (Novosibirsk)

Gert A.A., DSc (Novosibirsk)

Kontorovich A.E., acad. RAS (Novosibirsk)

Kryukov V.A., acad. RAS (Novosibirsk)

Melnikov N.V., DSc (Novosibirsk)

Pokhilenko N.P., acad. RAS (Novosibirsk)

Ptiitsyn A.B., DSc (Chita)

Shaporina M.N., PhD, executive secretary (Novosibirsk)

Shatskiy V.S., acad. RAS (Novosibirsk)

Shin E.Ch., PhD, prof. (Incheon, Republic of Korea)

Seiful'-Mulyukov R.B., DSc, prof. (Moscow)

Sobisevich A.L., corr. memb. RAS (Moscow)

Trigubovich G.M., DSc, prof., associated editor (Novosibirsk)

Varlamov A.I., DSc (Moscow)

Zainidinov Kh., DSc (Tashkent, Uzbekistan)

Zharkova V., DSc, prof. (Newcastle, United Kingdom)

Editorial council:

Alekseev G.F., PhD (Kemerovo)

Bakiyev S., DSc, prof. (Tashkent, Uzbekistan)

Chernykh A.I., PhD (Moscow)

Devyatov V.P., DSc (Novosibirsk)

Eder L.V., DSc (Moscow)

Efimov A.S. (Novosibirsk)

Filipov Yu.A., DSc (Krasnoyarsk)

Garmayev Ye.Zh., corr. memb. RAS (Ulan-Ude)

Glinskikh V.N., corr. memb. RAS (Novosibirsk)

Klishin V.I., corr. memb. RAS (Kemerovo)

Kontorovich V.A., corr. memb. RAS (Novosibirsk)

Larichev A.I., PhD (St. Petersburg)

Migurskiy A.V., DSc (Novosibirsk)

Polyakov A.A. (Moscow)

Salnikov A.S., DSc (Novosibirsk)

Shiganova O.V., PhD (Novosibirsk)

Smirnov E.V., PhD (Novosibirsk)

Smirnov M.Yu., PhD (Moscow)

Tatyana G.M., PhD (Tomsk)

Vasilyev V.I., PhD (Irkutsk)

Zhukov K.A., PhD (Novosibirsk)

Editorial staff

Voronina T.A.

Izotova E.S.

Karpunin A.G.

Content

To the 65th anniversary of SNIIGGiMS

M. I. Eпов. To the readers and authors of the journal 3
SNIIGGiMS: 65 years of integrated study of mineral resources of Russia 5

Petroleum Geology

A. S. Efimov, E. V. Mosyagin. The main oil and gas accumulation zone of the South Tunguska PR 9
O. V. Shiganova, V. V. Sapyanik, T. N. Toropova, I. S. Igonin, Yu. V. Kolosova, V. S. Korytov, R. R. Shakirov. Regional catagenesis of organic matter in the Jurassic deposits of the continental Arctic of the West Siberian oil and gas province 18
E. Yu. Lapteva, T. N. Toropova, V. M. Shcherbanenko, P. E. Zherzhova, E. A. Zyza, I. S. Igonin, R. R. Shakirov, E. V. Shulik. Structure model of the Nadoyakhskiy Petroleum Play within the Agapa Mega-Trough and adjacent territories based on the integration of seismic and WL data 32

Geophysics

V. V. Lapkovsky, E. V. Ponomareva. Construction of a three-dimensional model of organic carbon concentrations in the Bazhenovo Formation rocks of the conjunction zone of the Mansi Syncline and Krasnoleninskaya Megamonocline 39
A. S. Yunasheva, E. G. Gromova, L. Yu. Bespechnaya, E. V. Mosyagin. Methods of isolation and mapping of trap bodies based on seismic survey data of Eastern Siberia within the western slope of the Baikite Anticline on the example of the Middle-Lower Ussolye section interval 47
G. M. Trigubovich, M. A. Danilova, R. R. Valeev. Concept of groundwater forecasting at oil fields of Eastern Siberia 57

Controversial Issues and Hypotheses

N. P. Zapivalov. Oil geological thinking – new aspects of the 21st century 65

Pages of Our History

A. I. Varlamov, A. S. Efimov, M. Yu. Smirnov. Fifteen years of participation of SNIIGGiMS in the development and implementation of the program of geological study and granting for use of hydrocarbon fields in Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia) 70
A. V. Isaev. History of discovery and study of the Payakhskoye oil field. Contribution of SNIIGGiMS 75
F. M. Kamenetskiy, V. V. Filatov. SNIIGGiMS in the history of development of electric exploration in Russia 79
N. L. Padalko. Tomsk branch of SNIIGGiMS – 50 years of activity together with the leading research institute 85

Scientific dynasties of SNIIGGiMS

M. V. Popova. The Surkov dynasty 90
I. K. Staroseltsev. The Staroseltsevs. 60 years in SNIIGGiMS 95
A. P. Melnikov. The Melnikovs have been looking for oil since 1929 98

Personalia

A. V. Bgatov. About my father 102
T. I. Novoselova. Vasiliy Bgatov and Aleksandr Van 106

Geologist's Days

Yu. A. Chulzhanov. Geology from the mouths of babies (notes of the guide of the geological museum of SNIIGGiMS) 108
SNIIGGiMS on poetic routes (V. Svinyin, Yu. Zubkov, O. Sadur, G. Cherkasov) 111
Our authors 117



К ЧИТАТЕЛЯМ И АВТОРАМ ЖУРНАЛА

TO THE READERS AND AUTHORS OF THE JOURNAL

Этот специальный выпуск журнала приурочен к шестидесятипятилетней годовщине образования СНИИГГиМС, поэтому состав и содержание рубрик отличаются от таковых в регулярных номерах. Открывается он историческим обзором, посвященным этой дате, который в сугубо инициативном порядке появился на общероссийском интернет-портале «Бизнес России». Это указывает не только на местную, но и на корпоративно-отраслевую значимость события.

Тем не менее привычные рубрики тоже присутствуют, и статьи в них отвечают всем требованиям научных публикаций. Они посвящены вполне конкретным вопросам по тематике, которая была основной на протяжении всей истории существования института, – геологии нефтегазоносных областей Сибири и методам выявления там месторождений углеводородов. Их содержание (здесь обсуждаются и чисто геологические, и геофизические, и методические вопросы), на мой взгляд, лишней раз подчеркивает главную черту, присущую деятельности СНИИГГиМС с момента создания, – комплексный подход к решению проблем геолого-разведочной науки. Меняются территории работ, совершенствуются методики и технологии исследований, но этот принцип остается неизменным.

К сожалению, меняются не только география и методика работ, но и внешние обстоятельства. Пять лет, прошедшие с предыдущего юбилея (2017–2022) можно назвать переходным периодом, в течение которого завершился процесс акционирования института и его вхождения в холдинг «Росгеология». Эти перемены не могли не отразиться на регулярности и объемах финансирования тех или иных постоянных направлений деятельности. В указанный период завершилось или завершается участие

СНИИГГиМС в ряде комплексных программ по Восточной Сибири (Сибирская платформа) и Дальнему Востоку, прежде всего в «Программе геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)» на 2005–2020 гг., где институт был и разработчиком, и куратором, осуществлявшим научное сопровождение ГРП, предусмотренных программой. История создания и результаты работ по этой программе, обеспечившей ресурсами нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» и газопровод «Сила Сибири», представлены в одной из статей выпуска. Нефтегазогеологическая тематика по-прежнему является основной для ученых института и ей посвящена большая часть научных статей номера, в том числе проблемно-дискуссионная – «Нефтегеологическое мышление – новые аспекты XXI века». Ее автор, д. г.-м. н. Н. П. Запивалов не был сотрудником нашего института, но в 1957 г. был его первым аспирантом под руководством Н. Н. Ростовцева. В других работах обсуждаются вопросы, которые находятся вполне в русле текущих недропользовательских интересов. Особенно можно отметить статью А. В. Исаева об активном участии СНИИГГиМС в одном из крупнейших открытий последнего десятилетия – Пайяхской зоны нефтенакпления. Авторы этих статей принадлежат к разным поколениям исследователей сибирских недр, но преемственность в традициях коллективной работы всегда была отличительной чертой деятельности института.

Это подтверждается и материалами в рубрике «Страницы истории». Вклад геофизиков СНИИГГиМС в историю развития электроразведки отражен в статье его недавнего сотрудника В. В. Филатова в соавторстве с известным профессором Мюнхенского университета Ф. М. Каменецким.



СНИИГГиМС по праву может гордиться своими научными династиями, о наиболее известных из них рассказывают представители второго и третьего поколений – М. В. Попова (Суркова), А. П. Мельников, И. К. Старосельцев.

В рубрику «Персоналии» включены воспоминания из истории института прошлого века об ученых, чьи исследования выходили за рамки литосферы в атмосферу и биосферу. Они, по сути, формулировали экологические проблемы биогеоценозов, были первопроходцами в этой теме и открывали новые виды минерального сырья. А. В. Бгатов пишет о своем отце, Василии Ивановиче Бгатове, не только как о выдающемся ученом, но и как о весьма нестандартной личности. В. И. Бгатову и его соратнику А. В. Вану также посвящен очерк Т. И. Новоселовой.

Для всей истории СНИИГГиМСа характерно, что жизнь коллектива не заключается только в исследовательских трудах и выполнении контрактов. Геологический музей, например, много лет выполняет, помимо прочих, просветительскую миссию, причем среди посетителей нередки и дети разного возраста. Их впечатления, по свидетельству заведующего музеем Ю. А. Чульжанова, порой бывают неожиданными и забавными. Ну а склонности к художественно-поэтическому творчеству, всегда присущие геологам, иллюстрируются подборкой произведений ветеранов института: Ю. Д. Зубкова, В. Ф. Свинына, О. Г. Садура, Г. Н. Черкасова.

Редакция журнала поздравляет его читателей и авторов, а также весь коллектив института с очередным юбилеем. До встреч в наших новых выпусках!

Управляющий директор,
главный редактор журнала
академик РАН

М. И. Эпов



СНИИГГИМС: 65 ЛЕТ КОМПЛЕКСНОГО ИЗУЧЕНИЯ НЕДР СИБИРИ

SNIIGGIMS: 65 YEARS OF INTEGRATED STUDY OF MINERAL RESOURCES OF RUSSIA

В начале осени отпразднует юбилей Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГИМС). За 65 лет он внес весомый вклад в создание минерально-сырьевой базы Сибири – так, он стоял у истоков открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и докембрийской нефти на Сибирской платформе. Исследования института способствовали созданию базы рудного (черные, цветные и благородные металлы) и нерудного (уголь, торф, фосфориты и т. д.) сырья страны. Сегодня СНИИГГИМС – крупнейший комплексный научно-исследовательский институт в Сибири, специализирующийся на проведении геолого-разведочных работ, геолого-геофизических и геолого-экономических исследований, направленных на поиски углеводородного сырья и твердых полезных ископаемых.

СНИИГГИМС был основан в Новосибирске приказом Министерства геологии и охраны недр СССР № 471 от 17 сентября 1957 г. на базе Сибирских филиалов ВНИГРИ и ВНИИГеофизика «в целях усиления научно-исследовательских работ в Сибири в области геологии и минерального сырья». Перед новым институтом были поставлены задачи по обоснованию перспективных направлений для поиска полезных ископаемых и научному сопровождению геолого-разведочных работ на территории Красноярского и Алтайского краев, Курганской, Новосибирской, Томской, Омской, Кемеровской, Тюменской и Иркутской областей, Якутской и Тувинской автономных республик, а также на территории Свердловской, Челябинской областей в пределах Западно-Сибирской низменности.

Первым директором института стал М. В. Касьянов. СНИИГГИМС имел три основных отдела – нефти и газа, минерального сырья и геофизики, в которых велась работа по изучению геологического строения и оценке перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты, по разработке методик оценки месторождений твердых полезных ископаемых, по развитию и усовершенствованию геофизи-

ческих методов поиска и разведки полезных ископаемых для условий Сибири. Штат института насчитывал 370 человек, в том числе 1 доктор, 7 кандидатов наук и 140 специалистов с высшим образованием.

В 1960-е гг. основная научная деятельность коллектива была тесно связана с нефтепоисковыми работами на территории Западно-Сибирской низменности. В 1962 г. институт возглавил Н. Н. Ростовцев, по инициативе которого создавались ежегодные так называемые дежурные карты, концентрирующие новые геологические и геофизические данные. На их основе разрабатывались дальнейшее направление и планы нефтегазопроисковых работ.

СНИИГГИМС – современное предприятие, представляющее собой симбиоз опыта, квалификации, технической оснащенности и геоинформационных ресурсов.

С 1964 по 1970 г. институтом руководил Э. Э. Фотиади. В 1964 г. СНИИГГИМС начал комплексные исследования рудных районов Восточного Саяна, Енисейского кряжа и Таймыра с целью оценки их перспектив на важнейшие рудные полезные ископаемые (золото, полиметаллы, железо, редкие металлы, ртуть), а также планомерные работы по изучению геологии и нефтегазоносности палеозойских отложений Сибирской платформы. К 1967 г. численность сотрудников достигла 1048 человек, среди которых было 8 докторов, 71 кандидат наук и 448 специалистов с высшим образованием.

В 1970 г. директором СНИИГГИМС стал В. С. Сурков, который возглавлял его на протяжении более чем 30 лет – до 2002 г. Под его руководством институт стал крупнейшим научным центром на востоке страны. В 1975 г. СНИИГГИМС организовал и возглавил составление комплексных целевых программ геолого-разведочных работ на нефть и газ на Сибирской платформе. В мае 1972 г. было создано Томское отделение института, усилившее его лабораторную базу за счет возможности использования ядерно-физических методов анализов пород, нефтей и подземных вод.

В 1986 г. приказом Министерства геологии СССР на базе СНИИГГИМС было создано Сибирское научно-производственное объединение по геоло-

Статья опубликована как редакционная на интернет-портале «Бизнес России» 14 сентября 2022 г. (<https://glavportal.com/materials/sniiggims-65-let-kompleksnogo-izucheniya-nedr-sibiri>).



го-геофизическим работам (НПО «Сибгео»). В его состав вошли СНИИГГиМС как головная организация, его Томское и Красноярское отделения, Сибирская опытно-методическая геолого-геофизическая экспедиция и Сибирское особое конструкторское бюро геофизического приборостроения. Создание объединения как единого научно-производственного комплекса позволило более эффективно внедрять научные разработки в геолого-геофизические работы.

В числе последних достижений института – получение патента на изобретение «Способ определения удельного электрического сопротивления терригенных нефтяных коллекторов по данным электрокаротажа субвертикальных скважин с использованием искусственных нейронных сетей» (зарегистрирован в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 23 июня 2022 г.).

Запатентованная технология GeoAudit™ позволяет выявлять низкоомные, маломощные, переслаивающиеся продуктивные интервалы. Уникальность



ее заключается в 2D-инверсии данных электрического, индукционного и электромагнитного каротажа с использованием нейросетей для ускоренного поиска решений. Ключевое преимущество – уточнение реального геоэлектрического сопротивления и достоверный расчет коэффициента нефтегазонасыщенности.

Технология апробирована на нескольких месторождениях Западной Сибири, в том числе в 2021–2022 гг. выделены дополнительные нефтенасыщенные интервалы на объектах ПАО «ЛУКОЙЛ».

Международные компании анализируют возможность приобретения прав технологической составляющей GeoAudit™ для внедрения в свои программные решения.

Доказано, что технология GeoAudit™ может давать существенный прирост информативности на фонде скважин, где не проводился многозондовый индукционный каротаж.

Помимо анализа новых материалов, технология актуальна для переработки и переинтерпретации архивных данных геофизических исследований в скважинах месторождений, находящихся в поздней стадии эксплуатации, с целью выделения пропущенных продуктивных интервалов и продления срока эксплуатации скважин. К концу 1980-х гг. в СНИИГГиМС уже работало почти 2000 человек, в том числе 24 доктора, 210 кандидатов наук, 942 специалиста с высшим образованием. В структуре института насчитывалось 24 отдела.

В 1990-е основная деятельность НИИ была связана с научным обоснованием поисков месторождений полезных ископаемых на территории Сибири, а также с научно-методическим обеспечением и экономическим обоснованием эффективных направлений геолого-разведочных работ для рационального освоения минерально-сырьевой базы региона в интересах страны. Несмотря на всеобщий кризис, институт выжил, сохранил мощную научную базу и смог продолжить развитие в это сложное время. Огромная заслуга принадлежит возглавлявшему тогда СНИИГГиМС академику В. С. Суркову.

В 2003 г. генеральным директором института на конкурсной основе был назначен А. И. Варламов. СНИИГГиМС оказался в числе лидеров отрасли: уверенно выигрывал объявляемые Министерством природных ресурсов крупные конкурсы на научно-исследовательские работы, к разработкам института проявили значительный интерес крупные нефтегазовые компании, что привело к росту заказов и со стороны частных недропользователей.

Успешная работа сибирского коллектива не осталась без внимания руководства отрасли. По сути, признанием заслуг института стало назначение его гендиректора А. И. Варламова на должность заместителя министра природных ресурсов РФ.

С 2006 по 2016 г. СНИИГГиМС возглавлял А. С. Ефимов, не одно десятилетие проработавший в геолого-разведочной отрасли. Под его руковод-



ством была разработана и представлена в Федеральное агентство по недропользованию «Программа ускоренного воспроизводства углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)». Ее цель – комплексное обоснование перспективных объектов для ускоренного наращивания запасов нефти и газа в районах, прилегающих к экспортному трубопроводу «Восточная Сибирь – Тихий океан» с максимальной пропускной способностью 80 млн т нефти в год. Аркадий Сергеевич сказал нашему корреспонденту: «Мы обладаем собственными методами исследований и данными, наработанными за 65 лет уникальными специалистами, многие из которых являются учеными с мировым именем. Научная база института активно развивается и совершенствуется. Мы оперативно ориентируемся на требования недропользователей, стремящихся внедрять новые технологии в расчете на получение более детальных и более достоверных результатов. Мы совершенствуемся в обработке и интерпретации данных сейсморазведки, петрофизических исследованиях, бассейновом моделировании. Развиваем направление прямых поисков углеводородов – геохимической съемки в комплексе с площадными сейсмическими исследованиями. Увеличиваем работы по научному сопровождению ГРП и бурения».

7 июля 2015 года ФГУП «СНИИГГиМС» был реорганизован в АО «СНИИГГиМС» и вошел в состав геологического холдинга АО «Росгеология», а с 6 декабря 2016 г. на должность исполнительного директора назначен М. Ю. Смирнов. Современный вычислительный центр, созданный при его непосредственном участии, обеспечил институту выход на лидирующие позиции на рынке России в области

обработки и интерпретации сейсмических данных. Всего за несколько лет объемы обработки и интерпретации материалов ОТГ вышли на уровень крупных сервисных компаний – около 15 000 и более 50 000 пог. км в год соответственно.

В 2017 г. управляющим директором института назначен А. И. Попов, а в 2019 г. директором стал М. И. Эпов – академик РАН, профессор, заместитель председателя СО РАН, крупный ученый в области нефтегазовой геологии и геофизики, лидер созданной им научной школы, заведующий кафедрой геофизики Новосибирского государственного университета. Он автор более 550 научных публикаций, в том числе 7 монографий, 12 патентов. Его труды широко известны и заслуженно признаны как в России, так и за рубежом. Основные направления его научных исследований – теория и моделирование электромагнитных полей в многомасштабных гетерогенных геологических средах, включая их интерпретацию. В СНИИГГиМС под его руководством теоретические разработки в области электромагнитных методов получают практическое применение при обработке и интерпретации результатов полевых электроразведочных работ

Грамотное руководство позволяет СНИИГГиМС сохранять комплексный глубокий научный подход к исследованию недр Сибири и одновременно развивать новейшие современные методики и технологии, что делает институт уникальным предприятием в области изучения геологии Сибири. Полевые сейсморазведочные, электроразведочные и литогазогеохимические работы, обработка и интерпретация первичных материалов, аналитические лабораторные исследования, услуги в области геологического моделирования, геоэкологических и ги-





дрологических задач, экономического обоснования и картографического обеспечения геологоразведки – ежегодно СНИИГГиМС выполняет более 30 договоров. В основном это обработка и интерпретация сейсмических данных, геологическое моделирование, сопровождение бурения скважин: вместе эти работы составляют почти 37 % всех заказов. Интеграция различных направлений позволяет наращивать объемы работ ежегодно. Коллектив института составляют профессионалы, совместная работа которых позволяет находить наиболее эффективные

способы решения геологических задач, оперативно и качественно выполнять работы различной степени сложности; в данный момент в институте 564 сотрудника, в том числе 1 академик РАН, 9 докторов, 44 кандидата наук. На счету СНИИГГиМС – 245 изобретений (авторские свидетельства), 46 патентов; институт получает серьезные научные гранты (РНФ, РФФИ), издаваемый им журнал «Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири» включен в список ВАК и престижную международную базу SCOPUS.



ОСНОВНАЯ ЗОНА НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ ЮЖНО-ТУНГУССКОЙ НГО

А. С. Ефимов¹, Е. В. Мосягин²¹Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, Москва, Россия; ²Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

По результатам анализа всей совокупности сейсморазведочных профилей и увязки их с разрезами глубоких скважин в регионе Южно-Тунгусской нефтегазоносной области в междуречье Енисея, нижнего – среднего течения Бахты и нижнего течения Нижней Тунгуски выделено несколько литосейсмофациальных зон, которым соответствуют «свои» волновые поля, формирующиеся в интервале вендского и ниже-среднекембрийского комплексов. Сурингдаконская литосейсмофациальная зона субширотного простирания и резкой смены ниже-среднекембрийских отражений представляется как область смены эвапоритового ниже-среднекембрийского осадконакопления на существенно карбонатное, терригенно-карбонатное в северном направлении. Именно к этой области примыкают Моктаконская, Таначинская, Усть-Дельтулинская площади, на которых получены притоки нефти и газа из терригенно-карбонатных горизонтов нижнего кембрия. Следует считать эту систему краевых рифов основной зоной нефтегазонакопления Южно-Тунгусской НГО. В пределах поднятия Верхнее, которое входит в указанную зону, помимо перспективных нижекембрийских интервалов разреза весьма возможны высокие перспективы вендского и рифейского уровней осадочного чехла.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, Сибирская платформа, Южно-Тунгусская нефтегазоносная область, Бахтинский мегавыступ, литосейсмофациальные зоны кембрия, сейсморазведка, поднятие Верхнее, венд, рифей.

THE MAIN OIL AND GAS ACCUMULATION ZONE OF THE SOUTH TUNGUSKA PR

А. S. Efimov¹, E. V. Mosyagin²¹All-Russian Geological Research and Development Oil Institute, Moscow, Russia; ²Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGIMS), Novosibirsk, Russia

According to the results of the analysis of the entire set of seismic profiles and their tie with sections of deep wells [4], several litho-seismic facies zones have been identified in the South Tunguska Petroleum Region, in the interfluvium of the Yenisei River, lower-middle reaches of the Bakhta River and lower reaches of the Nizhnyaya Tunguska River. Each zone has “its own” special corresponding wave fields, formed in the interval of the Vendian and Lower-Middle Cambrian complexes. The east-west trending Suringdakonskaya litho-seismic facies zones with a sharp change of Lower–Middle Cambrian reflections is represented as an area of the change of the evaporite Lower–Middle Cambrian sedimentation to a substantially carbonate, terrigenous-carbonate one to the north. Mokatonskaya, Tanachinskaya, Ust-Deltulinskaya areas with produced oil and gas inflows from terrigenous-carbonate horizons of the Lower Cambrian adjoin exactly to this region. This system of marginal reefs should be considered the main oil and gas accumulation zone of the South Tunguska PR. The Verkhnee uplift is included in this zone. Within its limits, in addition to the promising Lower Cambrian intervals of the section, authors can speak very confidently about the high prospects of the Vendian and Riphean levels of the sedimentary cover.

Keywords: Eastern Siberia, Siberian Platform, South-Tunguska Petroleum Region, Bakhta megaswell, litho-seismic facies zones of the Cambrian, seismic survey, Verkhnee uplift, Vendian, Riphean.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-12s-9-17

Южно-Тунгусская нефтегазоносная область (НГО) выделена в западной и северо-западной частях Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции Сибирской платформы. Большую часть этой области занимает Бахтинский мегавыступ Байкитской антеклизы.

Бахтинский мегавыступ – краевая структура Байкитской (геми)антеклизы Сибирской платформы. По структурно-тектоническому положению мегавыступ является ее северо-западной периклиналью. С северо-востока и запада он ограничен крупными отрицательными структурами – Курейской синеклизой и Приенисейским (мега)прогибом. Последний выполнен мощным (в центральных частях до 5–6 км)

терригенно-карбонатным осадочным комплексом рифейских отложений. В рифейское время (по крайней мере, в верхнерифейское) в пределах территории мегавыступа его осевая часть развивалась как палеоподнятия. По материалам глубокого бурения, геофизическим данным и палеопостроениям в его сводке фиксируется выход образований кристаллического фундамента под венд-палеозойские отложения. Как положительная структура, Бахтинский мегавыступ развивался и в период венд-палеозойского осадконакопления, что является значимым положительным фактором нефтеперспективности этого тектонического элемента как структуры, длительное геологическое время остававшейся зоной ре-

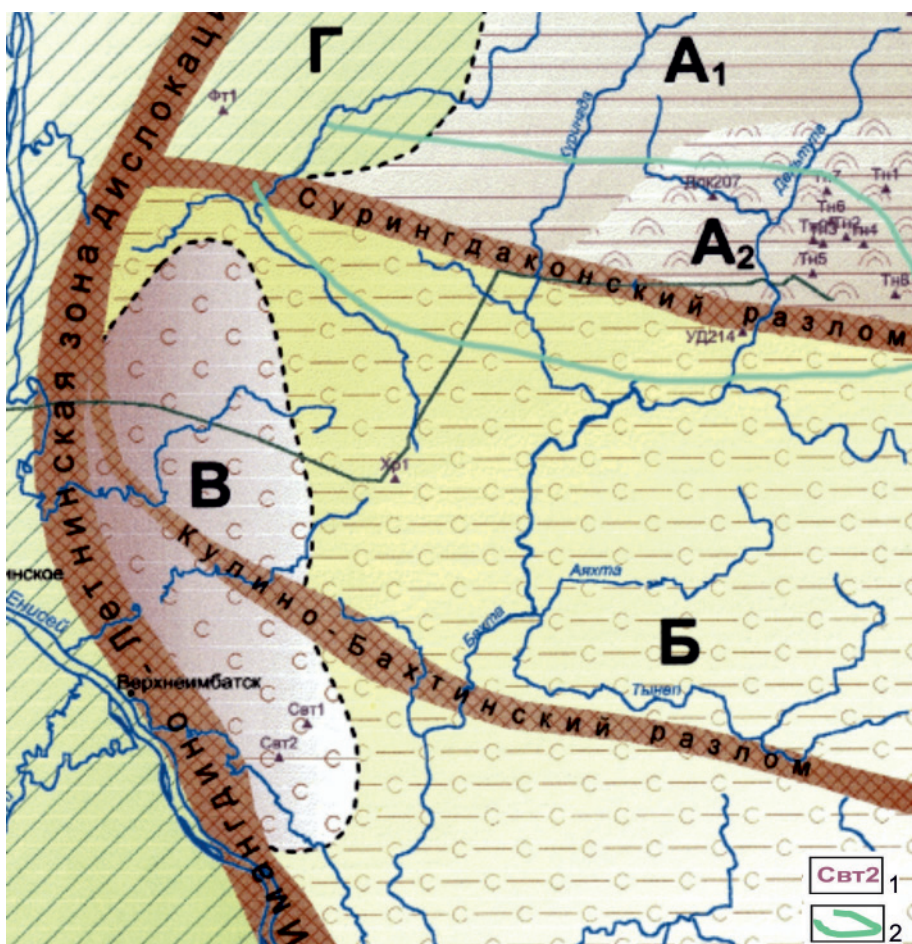


Рис. 1. Схема сейсмофациального районирования (по материалам Н. А. Горюнова, 2022): Сурингдаконская СФЗ, сульфатно-карбонатные отложения: А₁ – мелкий открытый шельф, А₂ – мелкий открытый отмелей; Б – Тынепская СФЗ, карбонатно-галогенные отложения, глубокий открытый шельф; В – Имбакская СФЗ, галогенно-карбонатные отложения, лагунные условия седиментации; Г – Туруханская СФЗ, карбонатные отложения, окраина шельфа

1 – глубокие скважины; 2 – границы основной зоны нефтенакопления

гионального сбора углеводородов из примыкающих к нему крупных прогибов.

Венд-кембрийские отложения рассматриваемого района расположены в пределах одной из наиболее сложных в фациальном многообразии областей запада Сибирской платформы. По закономерным изменениям облика венд-нижнекембрийского пакета отражений в меридиональном направлении прослеживается сейсмофациальная зональность (рис. 1). На территории выделены четыре сейсмофациальные зоны (СФЗ), существенно различающиеся разрезами нижнего и ниже-среднекембрийского комплексов: Сурингдаконская, Тынепская, Имбакская (или Светлая – по названиям глубоких скважин) и Туруханская.

Отметим следующие особенности системных изменений волновых картин венд-кембрийского пакета отражений. Анализ выполнен по материалам сейсморазведки всего междуречья нижних течений Подкаменной и Нижней Тунгусок, Бахты и Енисея (рис. 2, 3).

1. Отложения верхней, преимущественно карбонатной части венда (выше отражения М и до отражения Б) залегают однородным чехлом на всей рассматриваемой территории, их мощность практически не меняется, лишь слегка увеличивается в западном направлении.

2. Сурингдаконская субширотная зона резкой смены ниже-среднекембрийских отражений

(с опорой на редкие параметрические скважины) представляется как область смены эвапоритового ниже-среднекембрийского осадконакопления на существенно карбонатное и терригенно-карбонатное к северу. Именно к этой области примыкают Моктаконская, Таначинская, Усть-Дельтулинская площади, на которых получены притоки нефти и газа из терригенно-карбонатных горизонтов нижнего кембрия.

3. Венд-палеозойский терригенно-соленосно-карбонатный структурно-формационный комплекс формировался в условиях повышенной тектонической активности палеобассейна, выразившейся в резкой литофациальной изменчивости и значительных колебаниях толщин многих стратиграфических подразделений разреза. На уровне нижекембрийских отложений выделяются следующие литофациальные зоны:

- галогенно-карбонатная к югу от Кулино-Бахтинского разлома;
- карбонатно-галогенная, охватывающая пространство между Сурингдаконским и Кулино-Бахтинским разломами и обладающая наличием толщ солей за счет их увеличения в разрезе ангарской свиты нижнего – среднего кембрия и оленчиминской свиты среднего кембрия;
- сульфатно-галогенно-карбонатная в области Сурингдаконского разлома и преимущественно сульфатно-карбонатная севернее.

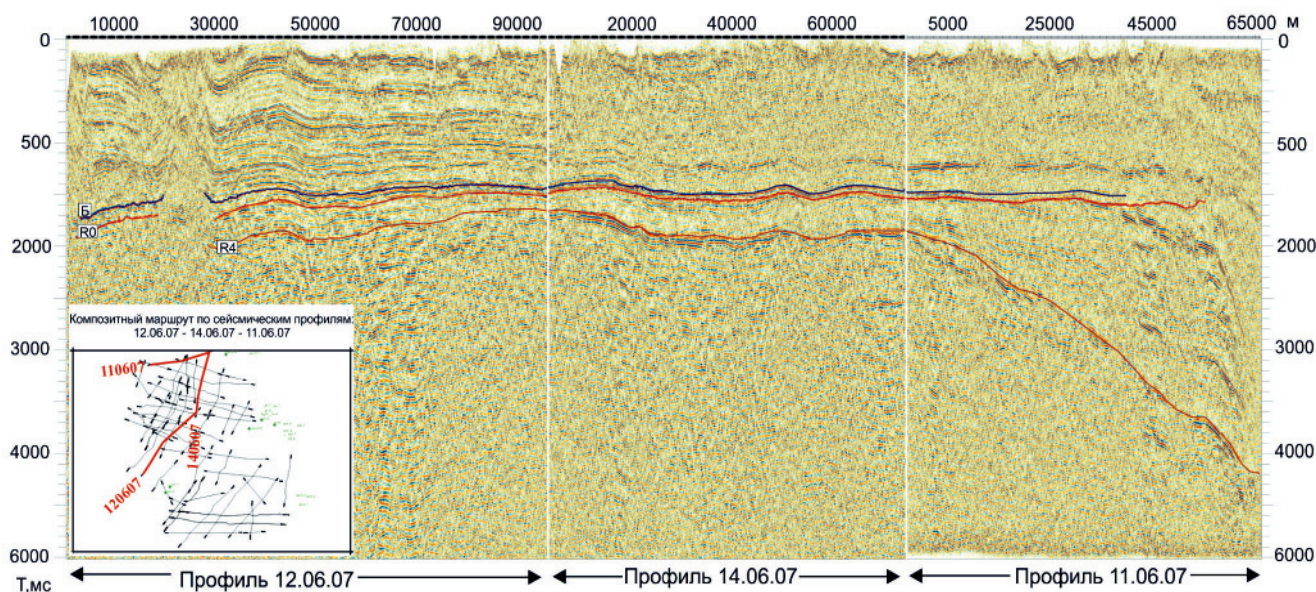


Рис. 2. Сейсмогеологический разрез по маршруту междуречья Енисея, Бахты и Нижней Тунгуски

Характерно, что зональность имеет четко выраженные границы шириной 5–10 км, пространственно приуроченные к перечисленным глубинным разломам, которые выделены по признакам линейных градиентных зон в гравимагнитных полях и сейсмофациальной смене облика кембрийских пакетов отражений на сейсмических разрезах в этих зонах. Редкими глубокими скважинами принципиально подтверждается такая фациальная изменчивость. Выделена также Туруханская СФЗ карбонатных отложений окраины шельфа.

В целом зафиксировано уменьшение количества пропластков каменной соли, вплоть до полного их исчезновения, сначала на толбачанском уровне, затем на нижеусольском (при движении по территории междуречья с юга на север от скважин Светлых 1, 2, Хурунгдинской, Нижнеимбакской 219 к скважинам Таначинским, Западно-Малькитконской и Сухотунгусским).

Литосейсмофациальные зоны кембрия

По результатам анализа совокупности всех сейсморазведочных профилей и увязки их с разрезами глубоких скважин (а также с учетом решений Четвертого межведомственного регионально-стратиграфического совещания [11]) в регионе выделено несколько литосейсмофациальных зон (ЛСФЗ), которым соответствуют характерные для них волновые поля, формирующиеся в интервале вендского, ниже- и ниже-среднекембрийского комплексов. В регионе выделяются Имбакская (или Светлая), Сурунгдаконская, Тынепская, Туруханская ЛСФЗ, южнее (в долине нижнего приустьевое течения р. Подкаменная Тунгусска) – Лебяжинская. Также обозначены участки возможного развития органогенных построек. Установлено, что темпы прогибания дна бассейна и степени компенсации прогибания осадками привели к накоплению осадков различной мощности и состава. В раннем кембрии

в Туруханской и Лебяжинской зонах формировались карбонатные отложения, а в Сурунгдаконской и Тынепской в это время, кроме карбонатных, также сохранялись маломощные соленосно-карбонатные толщи на нижеусольском и толбачанском уровнях [6, 8, 11].

Имбацкая (Светлая) ЛСФЗ находится в западной части территории и приурочена к одноименному фациальному району. Геологический разрез нижнего – среднего кембрия (без летнинской свиты) снизу вверх представлен здесь усольской, абакунской, бурусской, сурунгдаконской, булайской дельтулинской и таначинской свитами, которые на разрезах ОГТ отображаются единым сейсмокомплексом 500–700 мс (между ОГ Б и К1). Этот волновой пакет характеризуется амплитудной выразительностью и уверенной прослеживаемостью почти всех входящих в его состав отражений. Вышележащие отложения характеризуются лишь отдельными яркими отражениями. Типовой рисунок сейсмической записи, отвечающий всем ниже- и среднекембрийским осадкам, представлен на рис. 3

Усольская свита в Имбатской (Светлой) зоне отличается более соленосным разрезом и повышенной мощностью отложений (500–900 м). В волновом поле сейсморазрезов отражения от горизонтов этой свиты динамически выразительны и представлены группой интенсивных отражений длительностью около 350 мс. К северу района развития Имбакской ЛСФЗ количество фаз в составе волнового пакета уменьшается, а интервал сокращается до 200 мс. Еще севернее, уже за пределами зоны, тип волнового поля изменяется, отражения теряют амплитудную выразительность. Усольская свита замещается тремя свитами (ясенгской, моктаконской и марской), представленными преимущественно карбонатами.

Абакунская свита на разрезах ОГТ выделяется одной яркой положительной фазой длительностью в 25 мс.

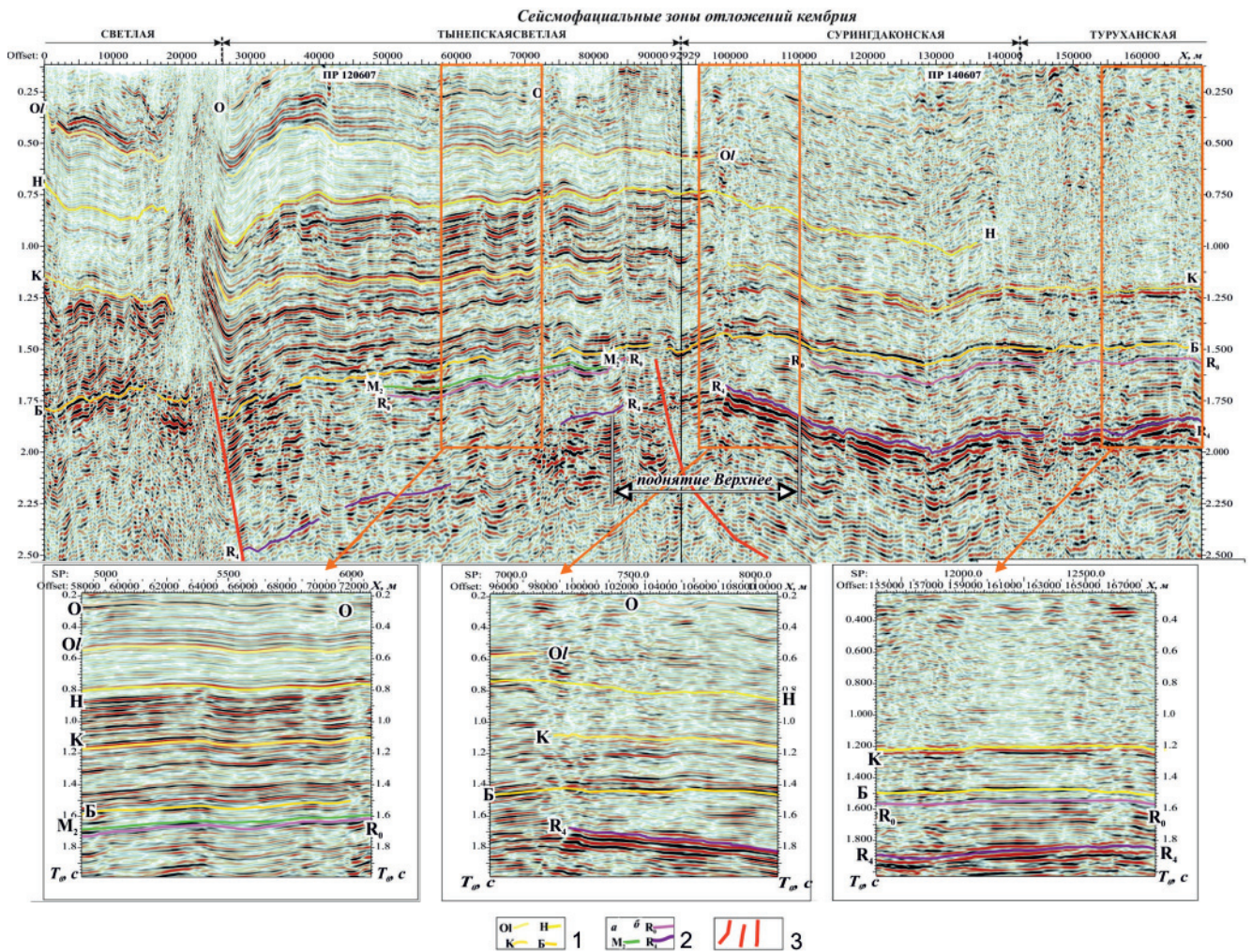


Рис. 3. Сейсмологический разрез по субмеридиональному маршруту в междуречье Енисея и Нижней Тунгуски. Опорные отражающие горизонты: 1 – кембрия, 2 – венда (а) и рифея (б); 3 – тектонические нарушения

Бурусская свита, согласно залегающая на абакунской, сверху соленосная, снизу – галогенно-карбонатная. В пределах зоны на разрезах ОГТ она достаточно выдержана по литолого-акустическим свойствам, динамически выразительна и занимает временной интервал 210–220 мс. Однако на общем фоне сейсмической записи выделяются два высокоинтенсивных положительных отражения, приуроченных к реперным карбонатным пачкам в кровле свиты и ее средней части.

Сурингдаконская свита согласно залегает на бурусской и сложена преимущественно каменными солями с подчиненным развитием карбонатных пропластков. На разрезах ОГТ она во всем интервале динамически выразительна. В южной части зоны на временных разрезах она занимает интервал 160–170 мс, а в северной – 110–120 мс. В кровле свиты формируется ОГ K1 – опорный в пределах зоны.

Булайская свита мощностью 100–120 м является репером и регионально выдержанна в пределах не только зоны, но и всей изучаемой территории. На временных разрезах представлена нечеткой положительной фазой и занимает интервал 30–40 мс.

Дельтулинская свита залегающая согласно, на разрезах ОГТ представлена «немой» полем отра-

женных волн (рис. 4), а в плане охватывает северную часть зоны, будучи составной частью Таначи-Дельтулинской органогенной постройки. На юге территории она литологически замещается ангарской свитой. На стратифицированных временных разрезах в интервале верхней части ангарской свиты выделяются несколько высокоамплитудных отражений.

Таначинская свита согласно залегающая на дельтулинской, сложена преимущественно карбонатными осадками и имеет мощность около 150 м. На разрезах ОГТ свита представлена «немой» полем отраженных волн, а в плане охватывает северную часть рассматриваемой зоны, где входит в состав Таначи-Дельтулинской органогенной постройки. Южнее эти осадки замещаются галогенно-карбонатными отложениями литвинцевской свиты. В центральной части зоны на разрезах ОГТ ниже ОГ Н появляются 1–2 интенсивных отражения, приуроченные к верхней части литвинцевской свиты. А на юге зоны уже всему интервалу ее отложений отвечает интенсивный многофазный волновой пакет с длительностью 70–90 мс.

Тынепская ЛСФЗ охватывает центральную и северо-западную части исследуемой террито-

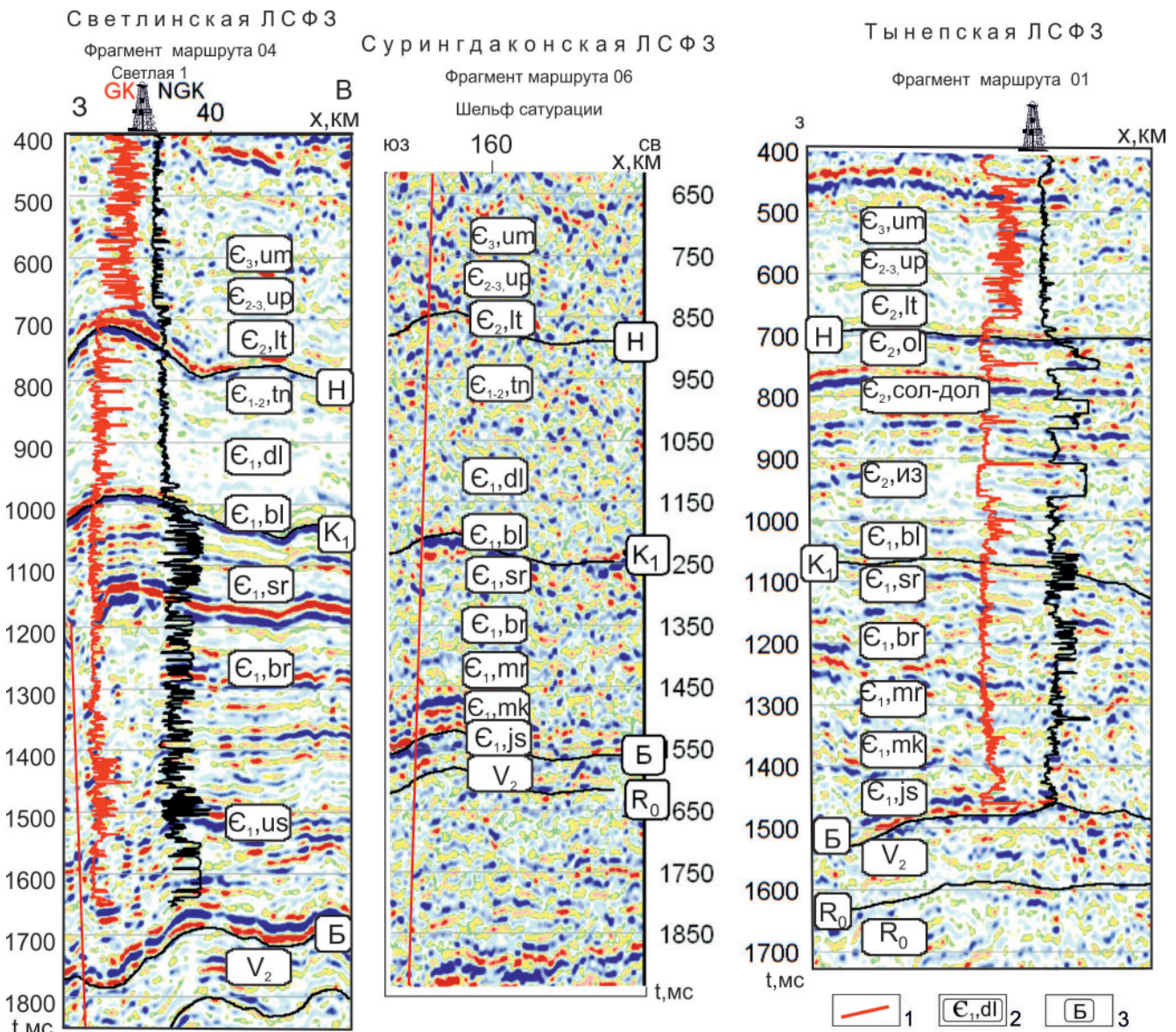


Рис. 4. Типы волнового поля Светлинской, Суриндаконской, Тынепской литофациальных зон (по А. В. Исаеву)

1 – дизъюнктивные нарушения; 2 – стратиграфические подразделения (свиты: $E_{3,um}$ – усть-мундуйская, $E_{2-3,up}$ – усть-пелядгинская, $E_{2,lt}$ – летнинская, $E_{2-3,ev}$ – эвенкийская, $E_{1-2,tn}$ – таначинская, $E_{2,ol}$ – оленчиминская, $E_{1,dl}$ – дельтулинская, $E_{1,bl}$ – булайская, $E_{1,sr}$ – суриндаконская, $E_{1,br}$ – бурусская, $E_{1,mr}$ – марская, $E_{1,mk}$ – моктаконская, $E_{1,js}$ – ясенгская; подсвиты: $E_{1-2,lb}$ – верхнелебяжинская, $E_{1,lb}$ – нижнелебяжинская; толщи: $E_{2,сол-дол}$ – соленосно-доломитовая, $E_{2,из}$ – известняковая; V_2 – верхний венд, V_1 – нижний венд, R_0 – рифей); 3 – отражающие горизонты: Н – в подошве эвенкийской свиты ($E_{2-3,ev}$) и ее аналога летнинской, K_1 – в подошве булайской свиты ($E_{1,bl}$), Б – в кровле венда (V_2), R_0 – в кровле рифея

рии (см. рис. 1) и приурочена к одноименному фациальному району. Разрез нижней части кембрия составлен теми же свитами, что и в Суриндаконской и Имбатской (Светлой) зонах. В нижней части карбонатной формации предполагаются рифовые постройки в моктаконской свите. Соли ясенгской и суриндаконской свит образуют на сейсмических разрезах опорные отражающие горизонты Б и K_1 . Отличительной особенностью разрезов кембрия в Тынепском фациальном районе является состав тойонского, амгинского и низов майского ярусов. Тойонский ярус и низы амгинского сложены глинисто-известняковыми породами толщиной 45–100 м. Выше залегает толща известняков (100–210 м) ам-

гинского-майского возраста, затем толща чередования пачек солей и доломитов (120–400 м) и оленчиминская терригенно-соленосно-карбонатная свита (50–70 м), относимые к майскому ярусу. Верхи майского яруса слагает летнинская свита толщиной до 290 м, верхний кембрий – усть-пелядгинская.

По данным МОГТ в Тынепском фациальном районе в известняковой толще более 10 одиночных рифов амгинского яруса. Такие же рифы возможны в восточной части Тынепского прогиба [6, 8, 12].

Уровень моктаконской свиты в западной части Тынепской ЛСФЗ перспективен на обнаружение рифовых построек. Повышенные мощности отложений на отдельных участках, однородность строения,

преобладание в разрезе мелко- и среднезернистых карбонатов, отсутствие терригенной примеси, многочисленные водорослевые остатки – все это подтверждает существование органогенных построек, которые выявлены бурением на Моктаконской и Усть-Дельтулинской площадях. На разрезах ОГТ в Тынепском фациальном районе наиболее интенсивные отражения выражены в кровле оленчиминской и в подошве булайской свит, что приводит к формированию горизонтов Н и К1 соответственно (см. рис. 3, 4). Насыщенность Тынепской зоны пластовыми интрузивными телами, соленосность оленчиминской, «соленосно-доломитовой» толщи, ясенгской свит создают тонкослоистую субгоризонтальную динамичную волновую картину всего разреза. Граница соленосных отложений ясенгской свиты с карбонатами тэтэрской формирует яркие динамически выраженные отражения (горизонт Б).

Сурингдаконская ЛСФЗ находится в северной части изучаемой территории, охватывает бассейн правобережья широтного течения р. Бахта и приурочена к одноименному фациальному району.

Зона имеет субширотное простирание с резкой сменой ниже-среднекембрийских отражений и представляется (с опорой на редкие параметрические скважины) как область смены эвапоритового ниже-среднекембрийского осадконакопления на существенно карбонатное и терригенно-карбонатное к северу. Именно к ней относятся Моктаконская, Таначинская, Усть-Дельтулинская площади, на которых получены притоки нефти и газа из терригенно-карбонатных горизонтов нижнего кембрия, а также поднятие Верхнее в центральной части Тынепского выступа (см. рис. 3, 5).

Кембрий здесь разделен (снизу вверх) на ясенгскую, моктаконскую, марскую (усольский горизонт), абакунскую (эльгянский горизонт), бурусскую, сурингдаконскую (толбачанский горизонт), булайскую (урицкий и олекминский горизонты), дельтулинскую (чарский горизонт) и таначинскую (наманский горизонт) свиты. В среднем – верхнем кембрии выделены летнинская (майский ярус среднего кембрия), усть-пелядгинская и усть-мундуйская свиты (верхний кембрий).

Ясенгская и *сурингдаконская* свиты представлены преимущественно доломитами с редкими маломощными прослоями солей, остальные – карбонатами. В Сурингдаконской зоне в чарское и наманское время образовались доломиты таначинской и дельтулинской свит. Толщина таначинской свиты 75–85 м, дельтулинской – 390–465 м, их формирование проходило в условиях мелководного открытого шельфа с подвижными водами. Предполагается предельная мелководность бассейна с кратковременными выходами отдельных участков из-под уровня вод, благодаря чему по карбонатным горизонтам (мощностью до 80 м) формировались области кавернозных коллекторов с пустотностью до 20 % (Костинский коллектор). Тип волновой кар-

тины в Сурингдаконской зоне своеобразный: на разрезах ОГТ отмечается ослабление динамической выразительности отражений в интервале ОГ Н и К1, а корреляция ОГ Н проблематична. Наибольшими пластовыми скоростями обладают карбонаты булайской свиты, что приводит к формированию горизонта К1 в подошве этих отложений (см. рис. 4). Достаточно интенсивный пакет отражений образуется в подошве пачки солей ясенгской свиты с подстилающими карбонатными отложениями тэтэрской (горизонт Б).

Дельтулинская и *таначинская* свиты формируют карбонатную Костинскую (Туруханскую) платформу с мощностью около 500 м, по периферии которой развита система таначи-дельтулинских краевых рифов, где мощности пород максимальны. На временных разрезах акустически монотонные отложения дельтулинской и таначинской свит динамически невыразительны, лишь на кровле последней формируется малоамплитудное отражение (ОГ Н) с пунктирной прослеживаемостью, что обусловлено наличием на указанном уровне трапповых интрузий сложной морфологии.

Вдоль южной границы зоны дельтулинская и таначинская свиты составляют систему краевого рифа, отделяющую Костинскую карбонатную платформу от Тынепского некомпенсированного прогиба. Краевая система рифов – перспективный объект для поиска нефти и газа. По положению в разрезе и фауне трилобитов дельтулинская свита (мощность до 465 м) отвечает тойонскому ярусу нижнего кембрия, таначинская свита, мощность которой возрастает до 380 м к южному окончанию краевого рифа, – амгинскому ярусу среднего кембрия.

В этой зоне рифовые постройки выявлены бурением на Моктаконской площади (скв. Мк 1–Мк 6). О рифогенных постройках свидетельствуют максимальные мощности отложений, преимущественно однородное строение разрезов, выраженное монотонной каротажной кривой ГК. На 50–70 % породы пористые и кавернозные. В Моктаконской скв. 5 значения пористости колеблются от 0,7 до 16 %. Среди литогенетических типов преобладают мелко- и среднезернистые доломиты и известковые оолитовые доломиты. Значительная часть разрезов представлена водорослевыми карбонатами.

В зоне таначи-дельтулинских краевых рифов различия между таначинской и дельтулинской свитами теряются. Видимо, таначинская свита составляет здесь верхние интервалы рифовых построек, увеличивая их мощность до 540–560 м. На временных разрезах ОГТ постройки выделяются по смене рисунка сейсмической записи, отвечающей отложениям чарского и наманского горизонтов, и представлены «белым» полем отраженных волн (см. рис. 4, 5).

Туруханская ЛСФЗ занимает северо-западную окраину региона, для нее характерны бессолевые карбонатные разрезы нижнего – среднего кембрия

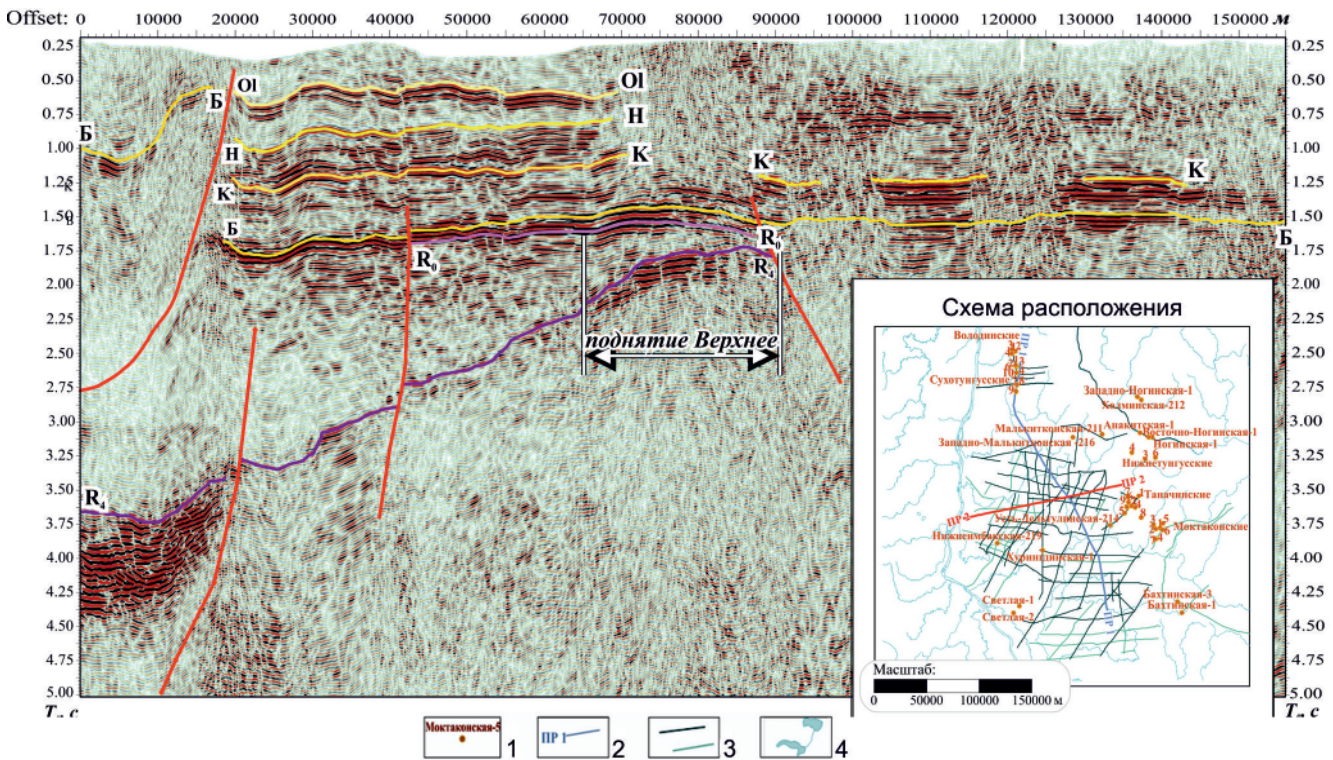


Рис. 5. Сейсмологический разрез по маршруту в междуречье Енисея и Нижней Тунгуски
 1 – скважина глубокого бурения; 2 – региональные профили 2017–2020 гг.; 3 – ретропрофили переобработанные;
 4 – гидросеть; остальные усл. обозн. см на рис. 3

в составе платоновской, костинской, лебяжинской, летнинской, усть-пелядкинской, усть-мундуйской свит, которые на временных разрезах практически не выделяются из-за слабой дифференциации осадков; к тому же здесь широко развиты дизъюнктивы, что затрудняет ее корреляцию и стратификацию. На временных разрезах из всего пакета кембрийских отложений сохраняются только горизонты Б и К, но их динамическая выразительность понижена (см. рис. 2, 3).

Подытожим результаты литосейсмофациального анализа кембрийского периода осадконакопления в регионе.

В Тынепской ЛСФЗ в тойонском и амгинском веках кембрия существовала впадина, возникшая вследствие некомпенсации осадками прогибания территории. К северу от зоны на обширной Костинской карбонатной платформе (Сурингдаконская, Туруханская зоны) отлагались сульфатно-известняково-доломитовые осадки. Крутой южный склон Костинской платформы граничит с Тынепской зоной, по нему формировались рифы, образующие полосу широтного простирания [1–3, 9]. О рифовой природе свидетельствует преимущественно однородное строение разреза, кавернозность мелко-среднезернистых, известковистых оолитовых доломитов. Значительную роль играют водорослевые карбонаты, имеются и органогенно-обломочные разности пород, формирующие археоциатово-водорослевый барьер Сурингдаконской и Туруханской зон. Весьма важно, что севернее этого барьера развита куонам-

ская битуминозная карбонатно-сланцевая формация, обладающая высоким нефтегенерационным потенциалом [2, 5, 6, 12, 13].

Следует считать эту систему краевых рифов основной зоной нефтегазонакопления Южно-Тунгусской НГО. Поднятие Верхнее входит в эту зону. Но можно весьма уверенно говорить о высоких перспективах вендского и рифейского уровней осадочного чехла в его пределах, помимо перспективных нижнекембрийских интервалов разреза.

К обоснованию нефтегазоносности поднятия Верхнего

Поднятие Верхнее выделено сейсморазведкой по отражающим горизонтам нижнего кембрия – венда в 1990 г. в междуречье верхних течений Фатьянхи и Хурингды (последняя – правый приток среднего течения р. Бахта). По структурно-тектоническому районированию поднятие приурочено к западному и северо-западному склонам Бахтинского мегавыступа и осложняет крупный структурный нос, отходящий к западу от выступа. По нефтегазоперспективному районированию территория относится к центральной-западной части Южно-Тунгусской НГО. Площадь поднятия не менее 450 км², амплитуда в критическом восточном направлении около 70 м. К востоку примерно в 100 км получены притоки нефти и газоконденсата из горизонтов нижнего кембрия на Моктаконской, Таначинской, Усть-Дельтулинской площадях, в 100 км к северо-западу – притоки нефти из венд-рифейских горизонтов на Сухотунгусской площади.

По литофациальной зональности отложений кембрия площадь относится к Сурингдаконской зоне. Кристаллический фундамент в пределах площади находится предположительно на глубинах 4,2–4,7 км, к западу в сторону прогиба погружается до 6–10 км, а к востоку к осевой части Бахтинского выступа воздымается до отметок 3,3–3,5 км.

В Приенисейском мегапрогибе развитие рифейских отложений установлено по сейсмическим материалам. Здесь под венд-палеозойскими отложениями толща осадочных пород мощностью до 5,0–5,5 км, залегающая с резким угловым несогласием, образует моноклираль в форме клина, примыкающую к Имангдино-Летнинскому разлому и выклинивающуюся в направлении Бахтинского мегавыступа; при этом наблюдается весьма резкое (до полного исчезновения) сокращение рифейской толщи по интервалу отражений.

По материалам сейсморазведочных исследований с опорой на параметрические скважины относительно надежно изучен региональный структурный план венд-нижнепалеозойских отложений, выявлены литофациальные изменения на уровне вендских, нижнекембрийских и ниже-среднекембрийских отложений, определены основные особенности геологического строения рифейского комплекса.

Выводы

Комплексный анализ полученной геологической информации указывает на высокий нефтегазовый потенциал рассматриваемой территории.

1. Бахтинский мегавыступ – крупная краевая надпорядковая структура юго-западной части Сибирской платформы. По структурно-тектоническому положению он является северо-западным продолжением Байкитской антеклизы. С востока и запада ограничен крупными отрицательными структурами – Курейской синеклизой и Приенисейским мегапрогибом. Последний выполнен мощным терригенно-карбонатным осадочным комплексом рифейских отложений (до 5–6 км в центральных частях), обладающих высоким нефтегазогенерационным потенциалом. В целом как положительная структура Бахтинский мегавыступ развивался и в период накопления венд-палеозойского осадочного комплекса.

2. Венд-палеозойский терригенно-соленосно-карбонатный структурно-формационный комплекс, с которым связываются основные перспективы осадочного чехла, формировался в условиях повышенной тектонической активности палеобассейна, развившейся в резкой литофациальной изменчивости и значительных колебаниях мощностей многих стратиграфических подразделений разреза.

Установленное по сейсмическим данным сокращение мощностей вендских отложений (от 800–850 м в Имбатском прогибе Приенисейского мегапрогиба до 280–250 м на склоновой части мегавыступа) связано с выклиниванием в этом направ-

лении его нижней терригенной части. Отложения терригенного венда могут рассматриваться в качестве одного из основных нефтегазоперспективных горизонтов в ловушках структурного типа, а зона выклинивания представляет интерес на поиски ловушек структурно-литологического и литологического типов [7, 10, 14].

По сейсмическим материалам установлено, что отложения верхней карбонатной части венда залегают однородным чехлом на всей рассматриваемой территории, мощность их практически не меняется, лишь слегка увеличивается в западном направлении.

Более глубокие горизонты чехла (рифейские и нижневендские отложения) бурением практически не вскрыты. Вместе с тем имеющиеся сейсмические материалы с высокой степенью достоверности позволяют утверждать, что на западе рассматриваемого региона присутствуют как рифейские отложения (достаточно больших мощностей), так и нижневендские терригенные и терригенно-карбонатные толщи. При этом нижневендские толщи, картируемые сейсморазведкой как интервал отражений M-R0 на поднятии Верхнем, имеют мощность 80–140 м. По аналогии с такими закономерностями на Собинском месторождении Катангской седловины поднятие перспективно на развитие хороших терригенных коллекторов песчаников.

Основные перспективы нижнекембрийских отложений связываются с нижнетунгусским и моктаконским горизонтами, развитыми в низах аналогов бельской и верхней части усольской свит соответственно, а также возможно продуктивными горизонтами (кочумдекским и подсолевым в средней и верхней частях бельской свиты), распространенными в Южно-Тунгусской НГО. На Моктаконской и Усть-Дельтулинской площадях из моктаконского и нижнетунгусского ПГ получены промышленные притоки газа, конденсата и нефти.

Западный борт Бахтинского мегавыступа и зона сочленения с Приенисейским мегапрогибом в целом представляют собой крупную моноклираль, сложенную однотипными структурными элементами более высокого порядка (ступенями, выступами, структурными заливами), имеющими несомненный интерес для нефтепоисковых работ уже потому, что они расположены на путях латеральной миграции углеводородов из центральных частей Приенисейского мегапрогиба рифейско-палеозойского выполнения.

К наиболее интересным из них относится Тынепский выступ, протягивающийся вдоль склона Бахтинского мегавыступа в северо-западном направлении более чем на 60 км и продолжающийся в пределах прогиба в виде Бираминской ступени. Этот структурный элемент, в свою очередь осложненный целым рядом локальных поднятий (среди них наиболее крупные Тынепское и Хуриндинское – 550 и 580 км² соответственно), некоторые исследователи [3] выделяют в качестве само-



стоятельного Тынепского НГР. Своими размерами (40×28 км, амплитуда 70 м) и структурным положением поднятие Верхнее, осложняющее в пределах моноклинали выступ юго-западного направления, также несомненно интересно для газонефтепоисковых работ.

Контур перспективного объекта (Верхнее куполовидное поднятие) выбран по изолинии подошвы вендских отложений –3800 м. Ожидаемое насыщение залежи в пределах поднятия – газоконденсатное и нефтяное. Его перспективы связаны с терригенными отложениями венда и нижнекембрийскими карбонатными породами осинского горизонта (моктаконская свита). Локализованные ресурсы газа по категории D_n в нижневендских терригенных отложениях и ресурсами нефти в карбонатных отложениях кембрия (моктаконская свита) суммарно оцениваются в 500 млн т УВ (геологические ресурсы). Однако приведенные оценки ресурсов не учитывают перспективы рифейских образований. Поэтому рекомендуется остановить забой первой скважины в рифее с большой глубиной его вскрытия (4500 м, в том числе не менее 300 м рифейской толщи).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Бахтуров С. Ф., Евтушенко В. М., Переладов В. С.** Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. – Новосибирск: Наука, 1988. – 161 с.
2. **Геология** и перспективы нефтегазоносности рифовых систем кембрия Сибирской платформы / В. А. Асташкин, А. И. Варламов, Н. К. Губина и др. – М.: Недра, 1984. – 181 с.
3. **Ефимов А. С., Мигурский Ф. А., Смирнов М. Ю.** Строение западного борта Курейской синеклизы по проектному профилю Тынепская скв. 215 – Хантайская скв. 405 // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – № 2. – С. 3–12.
4. **Жарков М. А.** Кембрийская соленосная формация Сибирской платформы // Советская геология. – 1966. – № 2. – С. 32–45.
5. **Жарков М. А., Бахтуров С. Ф.** Палеозойские битуминозные карбонатно-сланцевые формации Восточной Сибири // Особенности осадочных формаций. – Новосибирск: Наука, 1982. – С. 103–115.
6. **Мельников Н. В.** Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. – 146 с.
7. **Модели** строения месторождений нефти и газа Южно-Тунгусской нефтегазоносной области / Е. Н. Кузнецова, А. О. Гордеева, Л. Н. Константинова // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 91–100.
8. **Нефтегазоносность** кембрийских рифов Сурингдаконского свода / Н. В. Мельников, Л. И. Килина, В. А. Кринин, А. В. Хоменко // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. – Новосибирск, 1991. – С. 180–189.
9. **Основные** черты геохимии и литологии отложений куонамского типа кембрия Сибирской платформы / В. М. Евтушенко, А. Э. Конторович, Л. Д. Малюшко и др. // Литология и осадочные полезные ископаемые Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГИМС, 1969. – С. 72–75.
10. **Прогноз** терригенных коллекторов венда в западной части Южно-Тунгусской НГО по сейсмическим данным / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, Л. А. Константинова и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2. – С. 36–43.
11. **Решения** четвертого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГИМС, 1989. – 64 с.
12. **Фациальное** районирование нижне-го – среднего кембрия междуречья Подкаменной и Нижней Тунгусок / Н. В. Мельников, А. В. Исаев, Е. В. Смирнов и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 3 (19). – С. 13–18.
13. **Хоментовский В. В., Репина Л. Н.** Нижний кембрий стратотипического разреза Сибири. – М.: Наука, 1965. – 199 с.
14. **Юрьева Т. В., Губин И. А.** Сейсмогеологическая модель и перспективы нефтегазоносности рифея и терригенного комплекса венда на юго-западе Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 70–74.

© А. С. Ефимов, Е. В. Мосягин



УДК 552.16:553.98:551.762

РЕГИОНАЛЬНЫЙ КАТАГЕНЕЗ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ АРКТИКИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

О. В. Шиганова¹, В. В. Сапьяник¹, Т. Н. Торопова¹, Е. А. Зыза², И. С. Игонин²,
Ю. В. Колосова², В. С. Корытов², Р. Р. Шакиров²

¹Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия; ²НОВАТЭК НТЦ, Тюмень, Россия

На основе материалов пиролитических и петрографических исследований органического вещества в совокупности со структурными и палеогеографическими построениями рассмотрена вертикальная и латеральная катагенетическая преобразованность ОБ китербютской, лайдинской, вымской, малышевской, гольчихинской и яновстанской свит на фоне предложенного варианта тектонического районирования мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Гыданской НГО и западной части Енисей-Хатангской. Показана перспективность юрских отложений на формирование залежей жидких углеводородов. По результатам проведенных реконструкций сделан вывод о том, что процессы нефтеобразования на рассматриваемой территории активны в интервале абсолютных глубин от –2100 до –4500 м.

Ключевые слова: катагенез, органическое вещество, нефть, юра, север Сибири.

REGIONAL CATAGENESIS OF ORGANIC MATTER IN THE JURASSIC DEPOSITS OF THE CONTINENTAL ARCTIC OF THE WEST SIBERIAN OIL AND GAS PROVINCE

O. V. Shiganova¹, V. V. Sapyanik¹, T. N. Toropova¹, I. S. Igonin², Yu. V. Kolosova²,
V. S. Korytov², R. R. Shakirov²

¹Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia; ²NOVATEK NTTS, Tyumen, Russia

Based on the materials of pyrolytic and petrographic studies of organic matter in combination with structural and paleogeographic constructions, the paper's authors consider the vertical and lateral OM catagenetic alteration of the Kiterbyut, Layda, Vym, Malyshevka, Golchikha and Yanov Stan Formations against the background of the author's version of the tectonic zoning of the Mesozoic-Cenozoic platform cover of the Gydan and the western part of the Yenisei – Khatanga PA and show the prospects of Jurassic deposits on the formation of fluid hydrocarbon deposits. The reconstruction results show that the processes of oil formation within the territory under consideration are active in the depth range (absolute depth mark) from –2100 m to –4500 m.

Keywords: catagenesis, organic matter, oil, Jurassic, Siberian North.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-12s-18-31

Группой ведущих исследователей в области прогнозирования стратегических направлений по наращиванию ресурсно-сырьевой базы и добычи нефти предложена новая парадигма развития нефтяного комплекса ресурсных регионов Западной Сибири [10]. По мнению А. Э. Конторовича с коллегами, в новой парадигме после 2020 г. одними из главных направлений станут поиск, разведка и разработка месторождений нефти севера Западной Сибири на территориях Гыданской, Ямальской и Енисей-Хатангской НГО [10]. Перспективы поисков нефти и газа северных территорий континентальной Арктики связаны с доизучением глубокопогруженных комплексов юры и нижнего мела [2].

Значительные ресурсы углеводородов (УВ) в северных районах Западной Сибири не вызывают сомнений, что отражено в многочисленных публикациях начиная с 1970-х гг. Дискуссионной до сих пор остается проблема ресурсного потенциала жидких УВ в глубоко залегающих отложениях нижнего мела и юры.

К прогнозам доли нефтяных ресурсов в юрско-меловых отложениях изучаемого региона большин-

ство исследователей подходят с осторожностью. По разным оценкам она не превышает 30 % от общих ресурсов УВ в Гыданской НГО и 40 % в западных районах Енисей-Хатангской [8, 12].

Большие глубины залегания рассматриваемых отложений в Гыданской НГО, прогнозируемые высокие температуры и степень катагенеза органического вещества (ОВ) на уровне апокатагенеза [13], превалирующий террагенный тип ОВ [12] даже при существенной мористости отложений юры и мела в отдельных зонах – все это сдерживает оптимизм прогноза наращивания ресурсов нефти в континентальной арктической зоне Западной Сибири. Следует также отметить невысокий уровень детальности и полноты геологической изученности юрских отложений при том, что территория относительно хорошо исследована сейсморазведкой. Опорный каркас глубоких скважин весьма разрежен. В Гыданской НГО девять скважин, вскрывших юрские отложения, размещены в основном на месторождениях углеводородов по периферии полуострова. Полный разрез юрско-меловых отложений вскрыт только в параметрической Гыданской скв. 130. В западной



части Енисей-Хатангской НГО отложения юры вскрыты в 53 скважинах.

Полученные за последнее десятилетие данные позволили предположить, что значительные перспективы могут быть связаны и с открытием новых нефтяных залежей в арктическом регионе Сибири. Так, результаты ГРП показали перспективы нефтеносности неокома, который ранее считался перспективным лишь на газ и газоконденсат: были открыты нефтяные залежи в нижнехетской свите неокома на Пайяхском, Северо-Пайяхском и Новосоленинском месторождениях, нефтегазоконденсатная залежь – на Байкаловском. Кроме того, установлены обширные нефтепроявления в отложениях неокомского комплекса на Пеляткинской, Мессояхской, Горчинской, Казанцевской и Джангодской площадях, в отложениях неокомского и юрского комплексов на Северо- и Южно-Соленинских. В нижней подсвите таноупчинской свиты Гыданской НГО на Геофизическом месторождении открыты одна нефтяная и две нефтегазоконденсатные залежи, на Салмановском (Утреннем) – одна нефтяная и три нефтегазоконденсатные. Прямые признаки нефтеносности юры в виде небольших притоков и пленок получены на Пауктской (3621–3627 м), Пеляткинской (3720–3730 м), Северо-Соленинской (2773–2767 м), Турковской (3310–3330 м) площадях.

Если говорить об органическом происхождении нефти, генерационный потенциал нефтематеринских толщ целиком зависит от палеогеографических особенностей их формирования, в частности от присутствия в осадочном бассейне мелкокластических пород морской седиментации, обогащенных рассеянным органическим веществом. В результате палеогеографических реконструкций юрского времени, выполненных в СНИИГГиМС, установлены предпосылки для формирования нефтепродуцирующих отложений на северных территориях Обь-Енисейского междуречья [1]. В осадочном чехле юрского возраста Енисей-Хатангской и Гыданской НГО к преимущественно глинистым по литологическому составу горизонтам относятся левинский, китербютский, лайдинский, леонтьевский, нижневасюганский и баженовский. Материалы геохимических исследований также позволяют рассматривать их в качестве потенциальных нефтегазоматеринских толщ [1].

Согласно закономерности распределения типов органического вещества по площади в прибрежной зоне накапливались преимущественно осадки с террагенным ОВ, а в районах, более удаленных от источников сноса, – главным образом с аквагенным. Эти районы отождествляются с наиболее глубокими областями палеобассейна – псевдобатиальной и нижней сублитеральной частями, в которых накапливались глубоководные тонкослоистые глинистые осадки. Наиболее глубоководная область (псевдобатияль) баженовского времени занимала

центральную часть территории, где формировались черные и буровато-черные тонкоотмученные глины. Непосредственно к ней примыкала область распространения нижней сублитерали, которая непрерывной полосой огибала относительное глубоководье. По направлению к периферии седиментационного бассейна битуминозность отложений постепенно уменьшалась. Большое количество ОВ в тонкослоистых глинах, свидетельствует о постоянном обогащении волжских отложений рассеянным (РОВ) и концентрированным (угли) (КОВ) органическим веществом.

Тектоника мезо-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы отображается, как правило, на структурной поверхности отражающего горизонта Б, который для таких построений является базисным. Однако для северных районов Западной Сибири, в восточных районах которой данный стратиграфический уровень находится внутри мегакослоистой толщи позднеюрских – ранневаланжинских отложений, для подобных построений в качестве базисной поверхности, по мнению авторов, наиболее обосновано использование структурной карты по отражающему горизонту Т₄ (подшва китербютской свиты) на фоне характеристик мощности осадочного чехла.

В юрско-меловое время увеличилась динамика тектонического режима Енисей-Хатангского регионального прогиба, что обусловило формирование конседиментационных структур I и II порядка, которые конгруэнтны современной морфологии рельефа основания осадочного чехла и формировались на фоне общего погружения земной коры. Так, в южной части регионального прогиба в субширотном направлении формируются поднятия Мессовской гряды, Усть-Портовского выступа, Рассохинского мегавала, а также Балахнинского (за восточными границами схемы). К северу и югу от пояса указанных положительных структур формируются Сеяхинский, Центрально-Таймырский, Дудыптинско-Жданихинский мегапрогибы и Большехетская мегавпадина соответственно, создавая таким образом сигмоидную форму строения Енисей-Хатангского регионального прогиба. На его северной окраине в юрско-меловой тектонический цикл было завершено образование двух крупных выступов – Таймырского и Янгодо-Горбитского (рис. 1).

В юрско-меловом тектоническом цикле на севере Сибири режим прогибания сохранился лишь в пределах мезозойских депрессий. В современной структуре их осадочного чехла принято выделять несколько гетерогенных тектонических элементов разного порядка: в восточной части – совокупность отрицательных структур (Вилуйская гемисинеклиза, Предверхоанский краевой прогиб и Лено-Анабарский мегапрогиб, которые образуют систему прогибаний), в западной – Енисей-Хатангский региональный прогиб, раскрытый в сторону Западно-Сибирской мегасинеклизы. Обе части разобщены

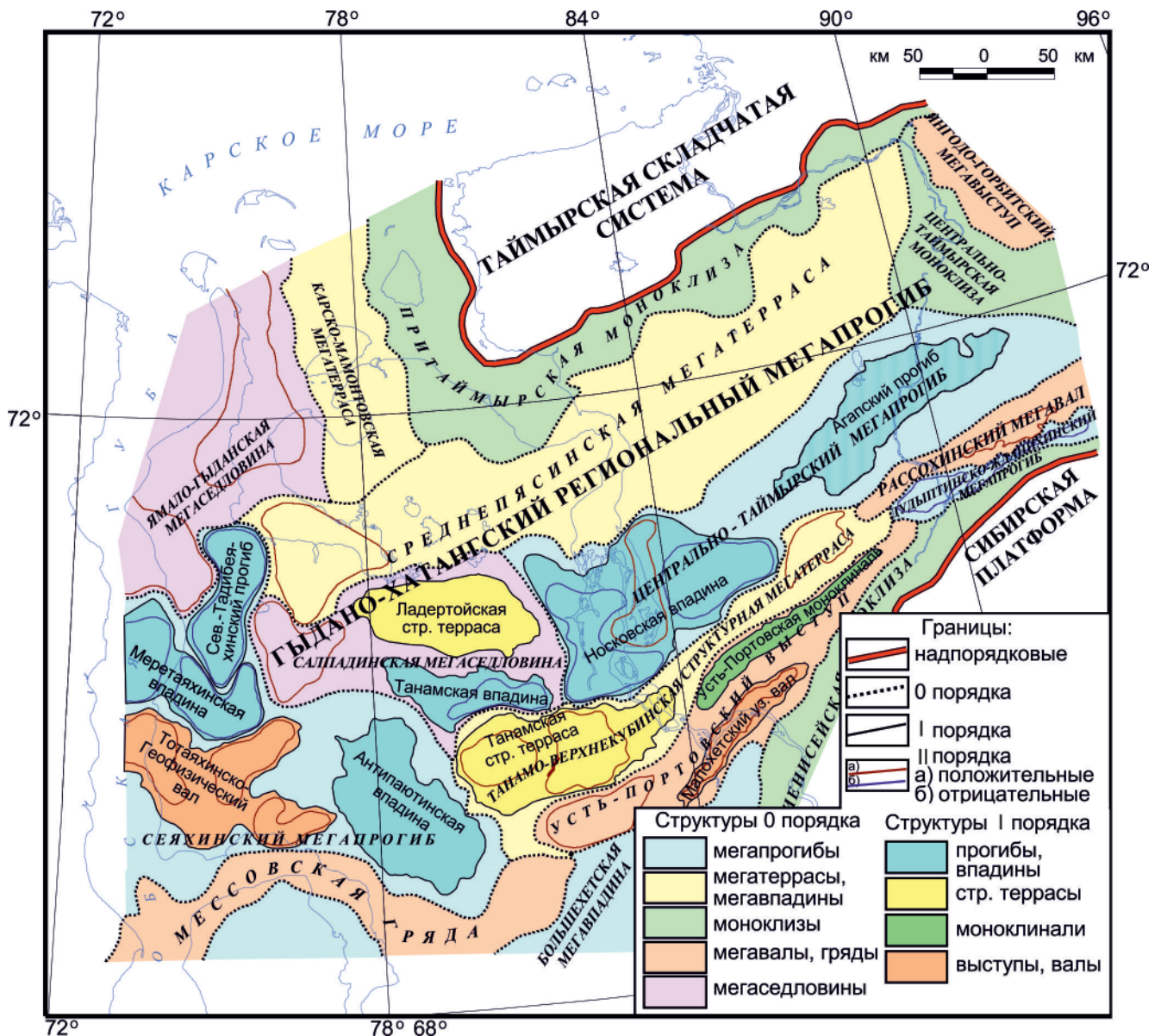


Рис. 1. Тектоническая схема мезозойско-кайнозойского платформенного чехла севера Западной Сибири

Анабаро-Хатангской седловиной, при этом Мессовская тектоническая ступень, протягивающаяся от Обской губы до р. Енисей, ограничивает южные пределы отрицательных структур Гыданского полуострова и, соответственно, объединяет Сеяхинский и Центрально-Таймырский мегапрогибы в надпорядковую депрессию – Гыдано-Хатангский региональный прогиб.

Анализ палеогеографических особенностей формирования осадочного чехла в общей истории тектонического развития территории дает определенные основания для прогноза при восстановлении истории миграции и формировании скоплений углеводородов

Прогноз нефтеперспективности, как принято в органической геохимии, опирается на следующие базовые параметры: обогащенность пород органическим веществом (с преобладанием сапропелевого типа) и степень его катагенетической преобразованности.

В настоящей статье рассмотрен один из этих параметров, определяющий перспективы глубоко залегающих отложений на поиски нефтяных скоплений, – катагенез ОБ.

Изучением катагенетической зональности ОБ пород нефтегазоносного разреза северных территорий Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (ЗСНГБ) занималась целая плеяда исследователей с начала нефтегазопромысловых работ второй половины XX в. К наиболее значимым можно отнести работы А. П. Афанасенкова, В. М. Бекетова, Л. А. Болдушевской, А. Г. Войцеховской, А. И. Данюшевской, И. Н. Дроздовой, А. Э. Конторовича, Г. Н. Карцевой, Ю. А. Филипцова, А. С. Фомичева, А. Н. Фомина.

В настоящее время в области органической геохимии в России чаще применяются две шкалы градаций катагенеза осадочных образований: 1) Н. Б. Вассоевича, В. А. Лопатина, С. Г. Неручева [5]; 2) А. Э. Конторовича [4].



Таблица 1

Рекомендуемая шкала градаций катагенеза осадочных образований [3]

Марки углей (ГОСТ 12113–94)	Градация катагенеза по [5]	R ^a , усл. ед.	R ^o vt, %	C, %	V _v , %	Градации катагенеза по [4]
Б1	ПК1	5,5–6,0	0,25–0,30	60–67	63–56	ПК1
Б2	ПК2	6,0–6,5	0,30–0,40	67–71	56–50	ПК2
Б3	ПК3	6,5–7,0	0,40–0,50	71–75	50–44	ПК3
Д	МК1	7,0–7,5	0,50–0,65	75–77	44–40	МК ₁ ¹
Г	МК2	7,5–8,2	0,65–0,85	77–81	40–37	МК ₁ ²
Ж	МК3	8,2–9,0	0,85–1,15	81–86	37–31	МК ²
К	МК4	9,0–9,8	1,15–1,55	86–89	31–21	МК ₁ ³
КО	МК5	9,8–10,7	1,55–2,00	89–90	21–14	МК ₂ ³
Т	АК1	10,7–11,5	2,00–2,50	90–91	14–8	АК1
ПА	АК2	11,5–13,0	2,50–3,50	91,0–93,5	8–4,0	АК2
А	АК3	13,0–14,5	3,5–4,7	93,5–96,5	4–1,5	АК3
АС	АК4	>14,5	4,70–11	96,5–100	1,5–0	АК4

Примечание. Показатель отражения витринита: R^a – в воздухе, усл. ед., R^ovt – в иммерсионном масле, %; C – общее содержание углерода в ОВ, %; V_v – выход летучих веществ ОВ, %.

Нами использована первая шкала (табл. 1).

Исследования катагенетических изменений ОВ пород в разрезе отложений Енисей-Хатангской и Гыданской НГО проводились в разное время и сопровождалось изменением методических подходов и инструментальной базы. На начальной стадии исследований проводились определения показателя преломления витринита (Nvt) и других мацералов, затем коэффициента их отражения в воздухе (R^a, 10R^a) и в кедровом масле (R^o, %).

История развития методов и инструментальной базы изучения этих параметров показана в публикации А. Н. Фомина [13]. В более ранних работах авторы рассчитывали статистические зависимости используемых параметров, не всегда приводя способы их расчета, сами зависимости и фактические данные, на которых они рассчитывались. В результате при обработке фактурного материала сложно было определить, какие данные расчетные, а какие непосредственно измеренные. Для того чтобы разобраться, мы обратились к отчетам 1970–1980-х гг. (определения Nvt, R^a, 10R^a) и конца 1990-х – начала 2000 гг. (определения R^a, 10R^a, R^o) разных организаций (НИИГА, ПГО «Севморгеология», ВНИГРИ, ИГиРГИ, ИНГГ СО РАН, СНИИГГиМС). Результатом стал массив первичных данных, полученных в лабораториях. Используя эти данные для регионального прогноза катагенеза ОВ юрских отложений, авторы сочли важным показать фактографические данные (табл. 2–5) без корректировки и оценки качества углепетрографических исследований.

Для систематизации и анализа использованного материала, необходимо было увязать данные, полученные разными методами, через статистические зависимости. Остановимся на этом вопросе, используя результаты определения Nvt, R^a, 10R^a, R^o, % и приведя их единому параметру (R^o, %) – фактически измеренному (R^o_{изм}, %) или расчетному (R^o_{расч}, %).

Практически в каждой опубликованной работе, а также в ГОСТ по углям (от ГОСТ 12113-66 до действующего ГОСТ 12113-94), рассматривается вопрос увязки между собой данных по определению стадии метаморфизма углей или углистого вещества разными методами [9, 11, 13]. Следует подчеркнуть, что все представленные зависимости относятся к витриниту, тогда как в практической деятельности при изучении ОВ в керне пород геохимии чаще оперируют смешанными разностями мацералов. В качестве примера приведем графики зависимостей Nvt, R^a, R^o (рис. 2) [11].

В нашем распоряжении имелись результаты более 500 анализов по катагенезу ОВ, материалы геолого-разведочных и научно-исследовательских работ; мало информации было о типе образца (брикет, аншлиф) и его мацеральном составе. В работе А. Н. Фомина [13] показано, что разница в значениях параметра катагенеза, определенного в брикетах и аншлифах, несущественна и не выходит за пределы интервала стадии катагенеза, что позволяет обрабатывать всю совокупность независимо от типа изученного образца углистого вещества.

В предлагаемой статье катагенетическая зональность пород как в плане, так и в разрезе рассматривается по дискретным данным отдельных скважин Енисей-Хатангской и Гыданской НГО. На этом фоне значительный интерес представляют материалы, полученные при изучении разреза параметрической Гыданской скв. 130 (НПЦ «Недра», КамНИИКИГС), вскрывшей весь разрез мезозойского чехла в интервале глубин 1428,5–4996,8 м. Полученная зависимость R^o = f(R^a) показывает высокое качество результатов лабораторных измерений геохимических параметров (рис. 3, а).

Как видно из графиков на рис. 3, б, с глубиной значения параметров R^a и R^o сближаются и на глубине более 4,5 км значимого отличия не наблюдается, что связано с высокой степенью преобразованности

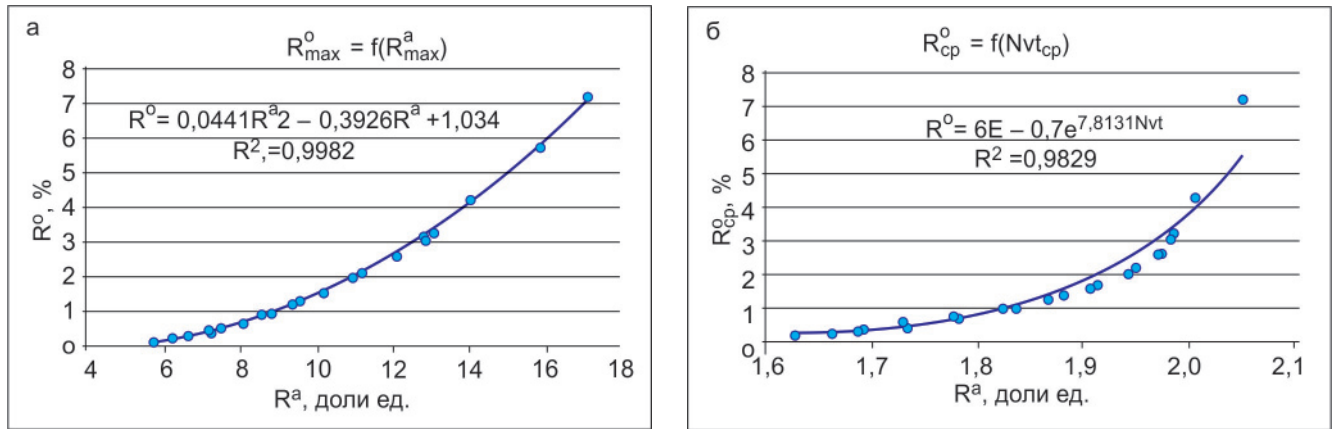
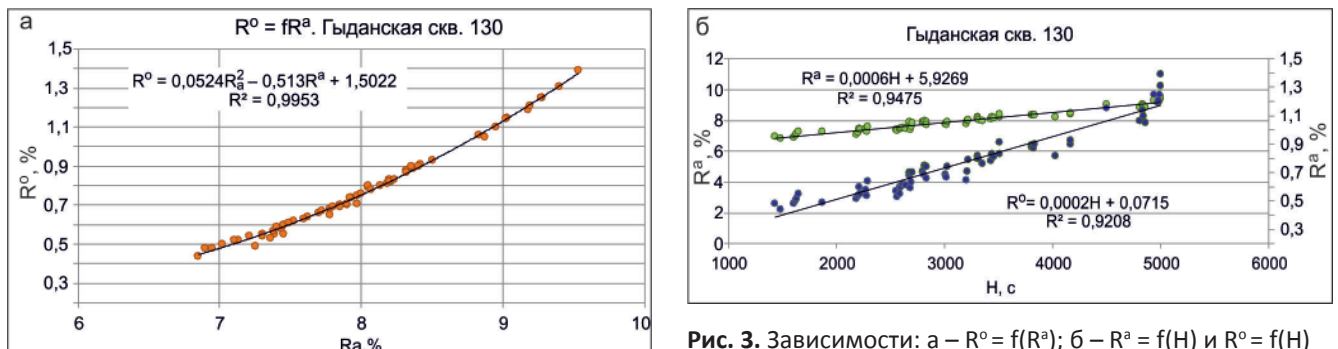

 Рис. 2. Графики: а – $R^0_{\max} = f(R^a_{\max})$; б – $R^0_{\text{cp}} = f(Nvt_{\text{cp}})$ [11]

 Рис. 3. Зависимости: а – $R^0 = f(R^a)$; б – $R^a = f(H)$ и $R^0 = f(H)$

Таблица 2

Катагенез ОВ нижнеюрских отложений

Скважина	Глубина замера, м	R^0 , % расч	R^0 , % изм	$10R^a$, % изм	$10R^a$, % расч	NVt (порода) изм	Градация катагенеза по [5]
<i>Левинская свита (J_1lv)</i>							
Зимняя 1	2805	0,6	–	77	77	1,762	МК2
	2802	–	–	–	77	1,754–1,762	МК2
Нижнехетская 1	1862,5*	0,58	–	–	75	1,75	МК2
	1863	–	–	75	76	1,754	МК2
Тундровая 1	1625	0,49	–	–	73	1,723–1,736	МК1
<i>Китербютская свита (J_1kt)</i>							
Гыданская 130	4928,26	–	–	152	–	–	АК4
	4935,14	–	1,25	92,8	–	–	МК4
Рассохинская 1	3020	0,7	–	–	80	1,78	МК2
Суходудинская 3	1645	0,49	–	–	72	1,73	МК1
	1646,6	–	–	78	78	1,77	МК2
<i>Надоаяская свита (J_1nd)</i>							
Гыданская 130	4499,73	–	1,15	90,3	–	–	МК4
	4805,94	–	1,06	88,3	–	–	МК3
	4825,83	–	1,14	90,2	–	–	МК3
	4839,91	–	1,1	89,5	–	–	МК3
	4851,24	–	1,05	88,7	–	–	МК3
Джангодская 2	3005	–	–	–	78	1,77	МК2
	3007,7	0,67	–	79,5	80	1,78	МК2
Зимняя 1	2513	–	–	–	77	1,76	МК2
Семеновская 2	2250	0,62	–	–	77	1,762	МК2
Восточно-Мессояжская 2	3195	0,69	0,64	–	79	–	МК1
Тундровая 1	1086	0,38	–	–	69	1,703–1,710	ПК3
	1196	0,42	–	–	71	1,710–1,723	МК1

*Середина интервала отбора образца.

мацералов, приводящей к аморфности угольного вещества.

С появлением экспрессных пиролитических методов исследований ОВ пород, менее зависящих от оператора углепетрографических исследований и менее трудоемких, исследователи все чаще обращаются к зависимости $R^o = f(T_{max})$. Такая зависимость показана для разреза пород, вскрытого указанной скважиной. Впервые были получены уникальные материалы, позволившие в таком широком диапазоне глубин сопоставить результаты пиролитических и петрографических исследований катагенетической преобразованности ОВ (рис. 4).

Следует отметить разброс значений R^o , % при одинаковой T_{max} , °С: видно, что при $T_{max} = +443$ °С значение R^o составляет 0,5–0,82 %. Возможная причина – влияние большого числа литопетрографических, битуминологических и других факторов, в том числе и содержания $C_{орг}$, %, так как это экспрес-метод.

Выявленные зависимости позволили увязать границы градаций катагенеза по данным пиролитических и петрографических исследований (рис. 5), что и было использовано при отсутствии углепетрографических данных.

При построении региональных карт-схем катагенеза ОВ юрских отложений севера Сибири авторы опирались на данные углепетрографических исследований пород, при этом использовалась выявленная статистическая зависимость между глубиной H , м (абс. отм.) и R^o , % (рис. 6). В качестве базы для региональных построений приняты структурные карты по рассматриваемым стратиграфическим уровням, подготовленные совместно СНИИГГиМС и НОВАТЭК НТЦ.

Перспективными нефтегазопродуцирующими отложениями, как показывают палеогеографические реконструкции, можно считать глубоководные осадки китербютской, лайдинской свит и баженковского горизонта, сформировавшиеся на этапах максимальных трансгрессий [1]. Дополнительным источником углеводородов служили мелкокластические породы вымской и малышевской свит, которые образовались в мористых условиях осадко-накопления [3].

Но главным остается вопрос, на каких территориях и в каком диапазоне глубин могут идти и идут процессы нефтеобразования по термодинамическим условиям. В российской литературе отмечается, что эти процессы активнее в интервале градаций

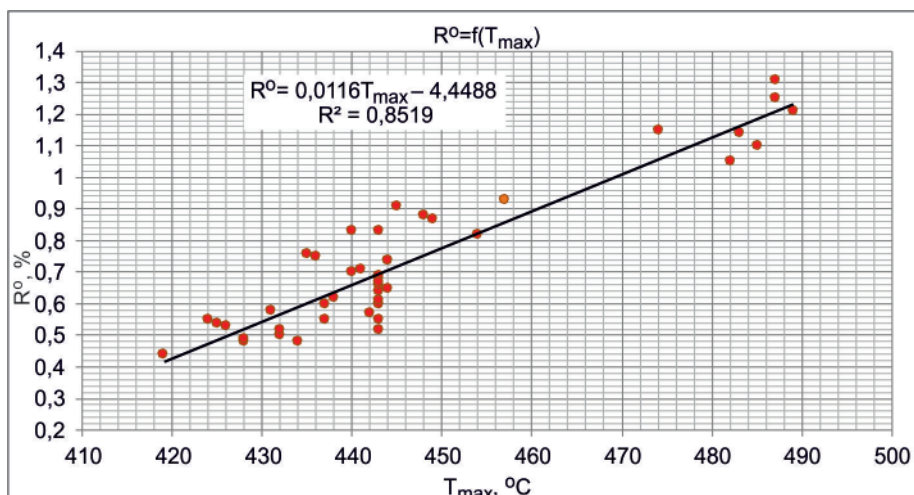


Рис. 4. График $R^o = f(T_{max})$. Параметрическая Гыданская скв. 130

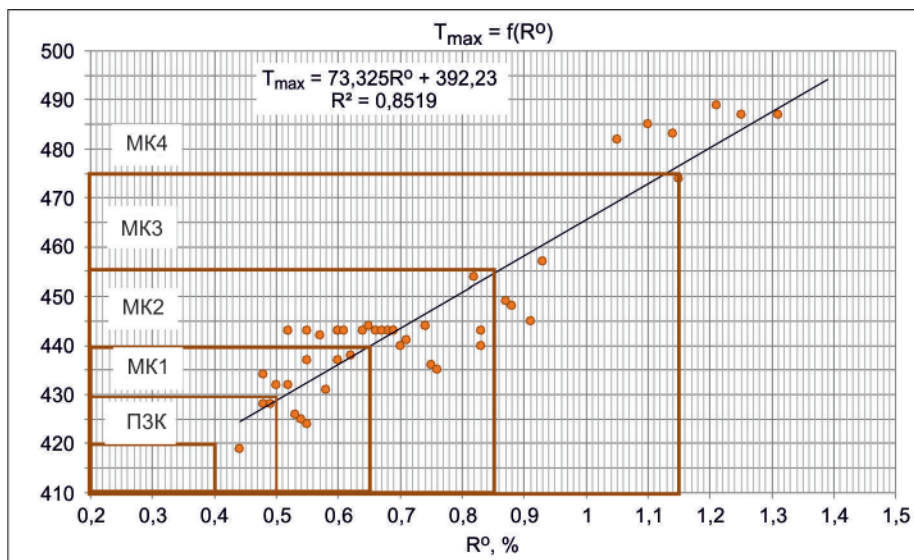


Рис. 5. График зависимости $T_{max} = f(R^o)$ по результатам пиролитических и петрографических исследований ОВ пород из разреза параметрической Гыданской скв. 130 (шкала градаций катагенеза ОВ осадочных образований [5])

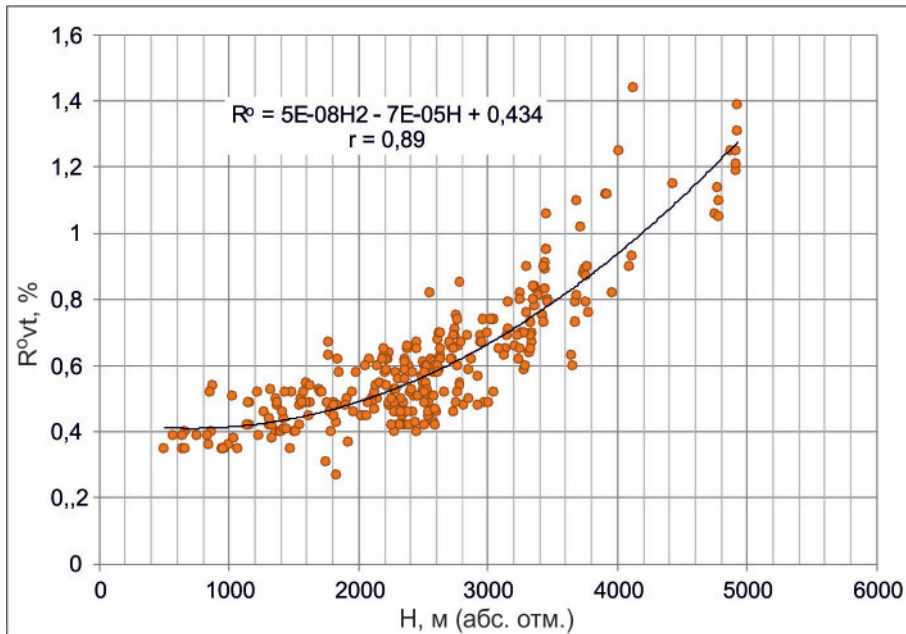


Рис. 6. График зависимости R^o , % от H , м (абс. отм.) для горизонтов юры севера Сибири

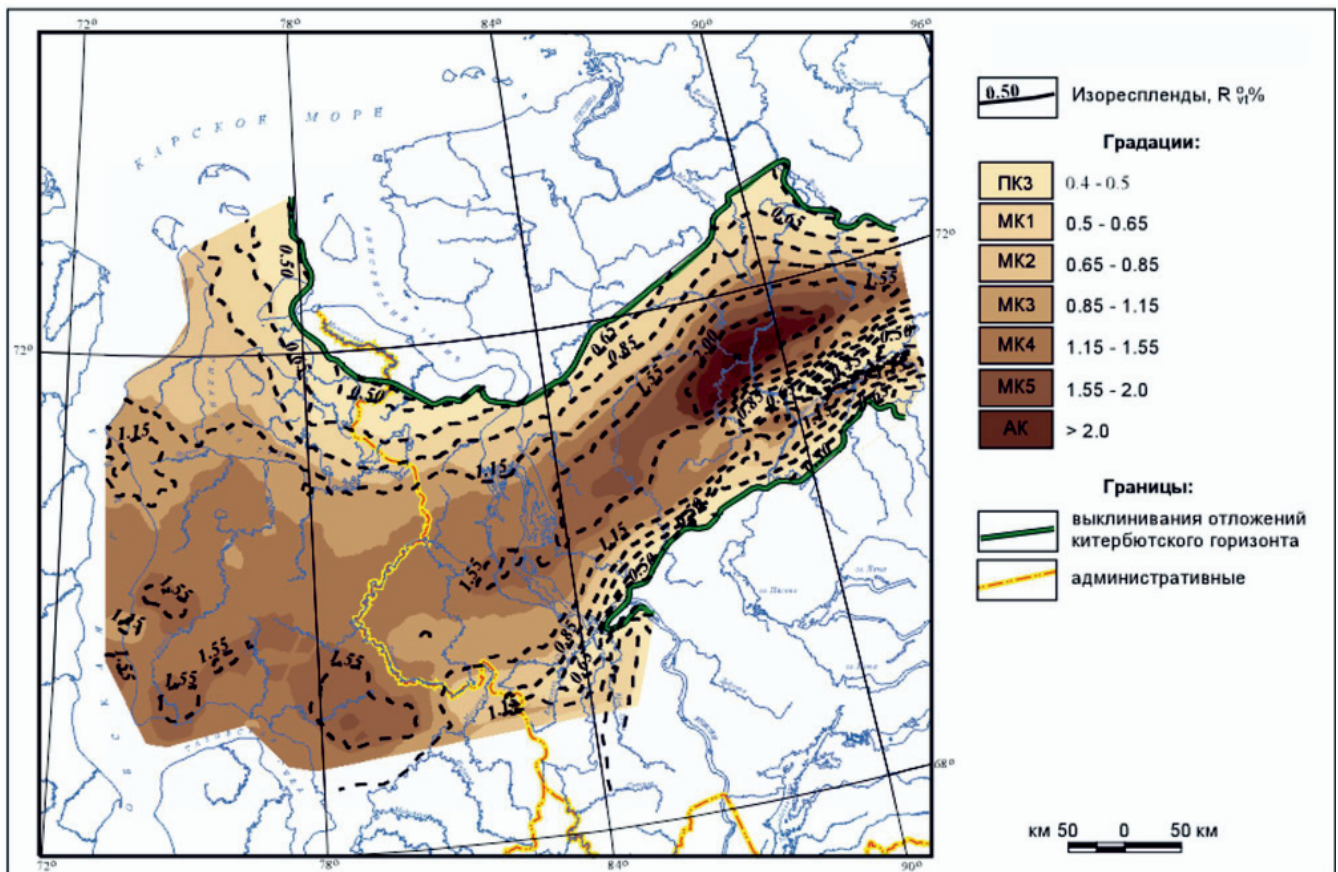


Рис. 7. Схема зональности градаций катагенеза ОВ пород в кровле китербютской свиты

катагенеза МК1–МК3, т. е. в интервале значений $R^o = 0,5–1,15$.

Китербютская свита (J_1kt) (ранний тоар) широко распространена и представлена аргиллитами тонкоотмученными, иногда битуминозными. В аргиллитах присутствуют редкие маломощные прослой полимиктовых алевролитов и песчаников. Мощность отложений свиты 40–60 м. Изученность ОВ весьма ограничена: исследованы всего две

площади Гыданской НГО и пять площадей Енисей-Хатангской. Перепад глубин (абс. отм.) залегания кровли свиты составляет от –1700 м в зоне сочленения с Таймыром до –7100 м в Агапском прогибе. Значительные глубины погружения пород свиты отражены в высокой катагенетической преобразованности ОВ на больших территориях центральной части ее развития (рис. 7), и лишь в краевых зонах ОВ свиты находится в условиях продуцирования



Таблица 3

Катагенез ОБ пород лайдинской и вымской свит

Скважина	Глубина замера, м	R°, % расч	R°, % изм	10Ra, % изм	10Ra, % расч	NVt (порода) изм	NVt (порода) расч	Градация катагенеза по [5]
<i>Лайдинская свита (J₂ld)</i>								
Майская 1	2900	0,62	–	–	–	1,76	–	МК2
<i>Вымская свита (J₂vm)</i>								
Горчинская 1	3480,30	–	0,95	–	77	–	–	МК3
	3492,5*	–	–	76,5	–	–	–	МК1
	3495,20	–	0,95	–	–	–	–	МК3
Гыданская 130	4159,00	–	0,9	84	–	–	–	МК3
	4165,17	–	0,93	85	–	–	–	МК3
Джангодская 2	2500,0	0,67	–	–	78	1,77	–	МК2
	2583,0	–	–	–	77	1,76	–	МК2
Долганская 1	2336,4	–	–	78	–	–	–	МК2
Зимняя 2	2230,00*	0,63	–	–	80	1,762–1,781	–	МК2
Нижнехетская 1	1445,00	0,52	–	–	73	1,74	–	МК1
	1445,6	–	–	72	72	1,73	–	МК1
Пеляткинская 15	3730,5*	–	–	–	<85	<1,811	–	МК3
	3730,5*	–	–	–	81–82	≈1,795	–	МК3
	3791,2	–	–	82,4	–	–	–	МК3
	3794,6	–	–	78,4	–	–	–	МК2
	3793,50	–	0,95	–	–	–	–	МК3
	3793,0*	–	–	–	–	≤85	≤1,811	–
Рассохинская 1	2258,4	–	–	70	70	<1,720	–	МК1
	2256,00	0,49	–	–	72	1,73	–	МК1
Западно Мессояхская 4	3069	–	0,52	–	–	–	–	МК1
Сузунская 4	3859,80	–	0,79	–	–	–	–	МК2
Тундровая 1	700,00*	0,28–0,39	–	–	68	1,686–1,702	–	ПК3
	890,00*	0,39	–	–	69	1,702–1,711	–	ПК3
Ушаковская 1	3715,0	–	–	–	78,0	1,773	–	МК2
	3729,5	–	–	78–82	≤79	≤1,78	1,77–1,795	МК2
	3737,30	–	0,73	–	–	–	–	МК2
	3726,47	–	0,79	–	–	–	–	МК2
	3729,4	–	–	79,1	–	–	–	МК2
	3744,93	–	0,81	–	–	–	–	МК2
	3758,0*	–	–	≈81	<85	<1,811	1,795	МК3
	3761,5*	–	–	–	<85	<1,811	–	МК3
	3766,60	–	1,02	–	–	–	–	МК3
	3782,0*	–	–	78–79	<85	<1,811	1,775–1,780	МК3

*Середина интервала отбора образца.

нефтяной фазы – на Усть-Портовской моноклинали, Притаймырской моноклине и Среднепясинской террасе (см. табл. 2).

Лайдинская свита (J₂ld) (ранний – поздний аален) сложена преимущественно аргиллитами с маломощными прослоями алевролитов и редких песчаников. Аргиллиты и их разности темно-серые с буроватым оттенком, в различной степени обогащенные более светлым алевролитистым материалом. По всему разрезу присутствуют углефицированные растительные остатки. Мощность свиты 45–100 м. Органическое вещество пород практически не из-

учено (см. табл. 3). Перепад глубин (абс. отм.) залегания кровли свиты от –1400 м в зоне сочленения с Таймыром до –6500 м и более в Агапском прогибе. Большинство площадей развития свиты занимают зоны, где катагенез ОБ не выходит за пределы «нефтяного окна» (рис. 8), лишь на приуроченных к Центрально-Таймырскому прогибу и Антипаютинской впадине ее отложения вышли из зоны активного нефтеобразования.

Вымская свита (J₂vm) (верхи аалена – низы байоса) представлена чередованием пачек песчаников, алевролитов и аргиллитов. Верхняя часть свиты бо-

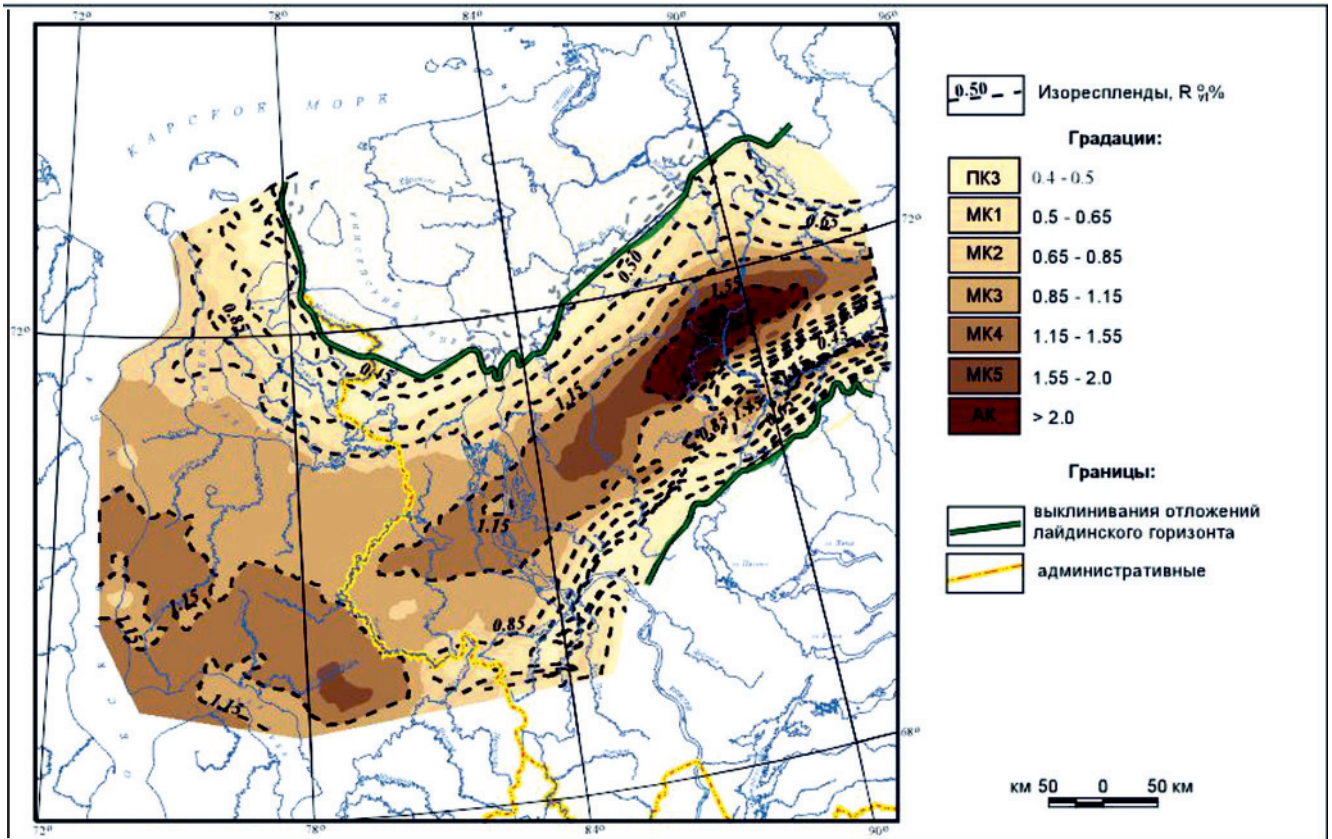


Рис. 8. Схема зональности градаций катагенеза ОВ пород в кровле лайдинской свиты

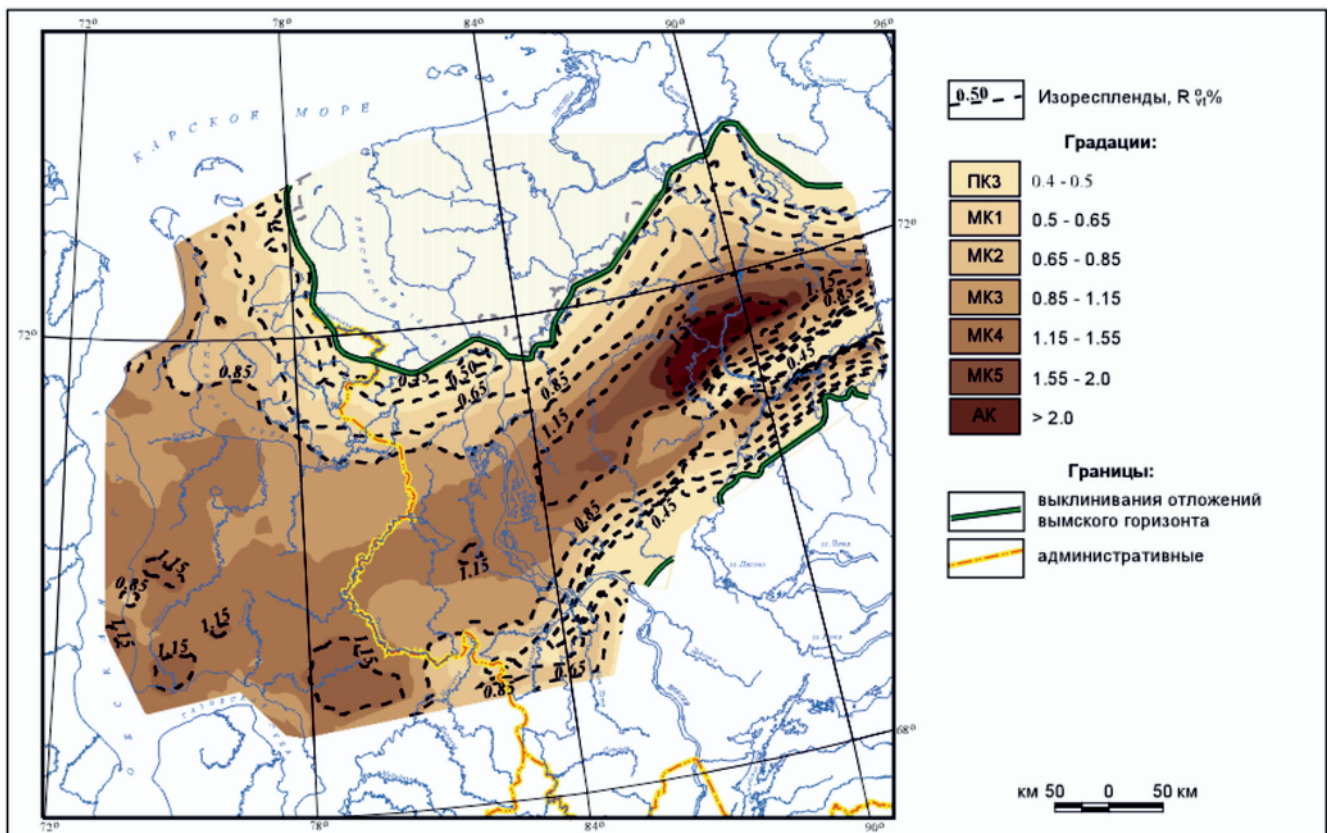


Рис. 9. Схема зональности градаций катагенеза ОВ пород в кровле вымской свиты

лее песчаная. Мощность однородных пластов песчаника не превышает 25–30 м, монотонных глинистых пачек – 10 м. Алевролиты плохо- и среднеот-

сортированные, волнисто-косослоистые с обильными включениями углефицированных органических остатков. Мощность отложений свиты 70–250 м.



Таблица 4

Катагенез ОВ пород малышевской свиты

Скважина	Глубина замера, м	R ^o , % расч	R ^o , % изм	10R ^a , % изм	10R ^a , % расч	NVt (порода) изм	NVt (порода) расч	Градация катагенеза по [5]
Аномальная 51	3771	–	–	115,2	–	–	–	АК2
	3782,7	–	–	88,5	–	–	–	МК3
	3786,7	–	–	78,9	–	–	–	МК2
	3798	0,76	–	–	–	–	–	МК2
	3800,2	–	–	79,8	–	–	–	МК2
	3801,7	–	–	106,2	–	–	–	МК5
	3802,2	–	–	86,8	–	–	–	МК3
Верхнекубинская 2	3671,0*	–	–	–	80–82	1,78–1,795	–	МК3
	3781,1	–	–	85,9	–	–	–	МК3
Гыданская 130	3801,38	–	0,88	83,2	–	–	–	МК3
	3805,71	–	0,89	83,7	–	–	–	МК3
	3817,69	–	0,87	83,2	–	–	–	МК3
	3833,83	–	0,9	83,5	–	–	–	МК3
Дерябинская 5	3407,80	–	–	–	77	1,762	–	МК2
Джангодская 2	1022,5	–	–	65	65	1,685	–	ПК3
	1983,5	–	–	>69	69	>1,710	–	ПК3
Долганская 2	2180,00	0,47	–	–	74	1,729–1,741	–	МК1
Зимняя 1	1990,00	–	–	–	73	1,736	–	МК1
	1990,00	0,52	–	72	72	1,73	–	МК1
	2000,00	0,46	–	–	72	1,73	–	МК1
Зимняя 3	1947,90	–	0,5	–	74,2	–	–	МК1
Майская 1	2659,40	–	–	73	73	1,736	–	МК1
	2655,00	0,65	–	–	78	1,754–1,767	–	МК2
Мессояхская 1	2402,40	0,6	–	–	76	1,754	–	МК2
	2445,20	0,65	–	–	78	1,767	–	МК2
	2448,40	0,66	–	–	78	1,77	–	МК2
Паютская 1	3582,3	–	–	76,3	–	–	–	МК2
	3588,5	–	–	78,6	–	–	–	МК2
	3500,5	–	–	81,1	–	–	–	МК2
	3512,5	–	–	77,4	–	–	–	МК2
	3512,50	–	1,06	–	–	–	–	МК3
	3516,4	–	–	79,7	–	–	–	МК2
	3517,86	–	0,8	–	–	–	–	МК2
	3521	–	–	80,1	–	–	–	МК2
	3523,09	–	0,79	–	–	–	–	МК2
	3525,2	–	–	79,8	–	–	–	МК2
Пеляткинская 15	3297,5*	–	–	–	–	–	–	МК2
	3296	–	–	75,5	–	–	–	МК2
	3311,7	–	–	76,7	–	–	–	МК2
	3382,1	–	–	75,9	–	–	–	МК2
	3386,8	–	–	75,8	–	–	–	МК2
	3388,00	–	0,67	–	–	–	–	МК2
	3388,00	–	0,7	–	–	–	–	МК2
	3387,0*	–	–	–	79–80	≈1,78	–	МК2
	3387,0*	–	–	≈80	–	–	1,79	МК2
	3396,6	–	–	77,8	–	–	–	МК2
	3401,5*	–	–	80–83	81–82	1,795	1,79–1,80	МК3
	3419,0*	–	–	–	81–82	1,795	–	МК3
	3579,2	–	–	82,7	–	–	–	МК3
	3582,5*	–	–	–	<85	<1,811	–	МК3

№ 12с ♦ 2022



Окончание табл. 4

Скважина	Глубина замера, м	R°, % расч	R°, % изм	10Ra, % изм	10Ra, % расч	NVt (порода) изм	NVt (порода) расч	Градация катагенеза по [5]
Семеновская 1	1740	–		73	74	1,737–1,754	–	МК1
	1746,00	–	0,53	–	–	–	–	МК1
	1750,00	0,52	–	–	73	1,74	–	МК1
	1754	–	–	72	–	–	–	МК1
	1764	–	–	73	74	1,737–1,754	–	МК1
Западно-Мессояхская 4	2875,6	–	0,5	–	–	–	–	МК1
Среднеяровская 4	3382,80	–	0,8	–	–	–	–	МК2
Сузунская 4	3421,10	–	0,64	–	–	–	–	МК1
	3422,00	–	0,64	–	–	–	–	МК1
	3433,50	–	0,65	–	–	–	–	МК2
	3516,30	–	0,75	–	–	–	–	МК2
Суходудинская 1	1350,00	0,44	–	–	72	1,711–1,729	–	МК1
Турковская 1	3359,10		0,69	–	–	–	–	МК2
Турковская 2	3325,20	0,70	–	–	–	–	–	МК2
	3326,20	0,70	–	–	–	–	–	МК2
	3331,50	0,70	–	–	–	–	–	МК2
	3485,50	0,89	–	–	–	–	–	МК3
	3325,2	–	–	75,9	–	–	–	МК2
	3326,1	–	–	81	–	–	–	МК2
	3328,1	–	–	74,9	–	–	–	МК1
	3410,40	–	0,85	–	–	–	–	МК3
	3410,40	–	0,84	–	–	–	–	МК2
	3407,7	–	–	74,4	–	–	–	МК1
	3410,7	–	–	77,4	–	–	–	МК2
3497	–	–	83,5	–	–	–	МК3	
Утренняя 294	3651,1	–	0,63	–	–	–	–	МК1
	3652,81	–	0,60	–	–	–	–	МК1
Ушаковская 1	3287,70	–	0,69	–	–	–	–	МК2
	3388,70	–	0,73	–	–	–	–	МК2
	3380,9	–	–	77,2	–	–	–	МК2
	3380,9	–	–	79,1	–	–	–	МК2
	3380,9	–	–	73,0–84,0	–	–	–	МК2
Южно-Носковская 318	4032,5*	–	–	–	<85	<1,811	–	МК3
	4130,50	–	1,44	–	–	–	–	МК4
Южно-Соленинская 21	2951,2	–	–	71	71	1,724	–	МК1
	2955,3	–	–	71	71	1,723	–	МК1
Южно-Соленинская 24	2773,00	0,62	–	–	77	1,76	–	МК2
Южно-Соленинская 25	2764,5*	–	–	67,0	73	1,726	1,700	МК1
	2775,00	–	0,62	–	–	–	–	МК1
	2770,00	–	–	71	73,0	1,726	1,72	МК1
Яровская 2	3360,90	–	0,6	–	–	–	–	МК1
	3366,20	–	–	82,7	–	–	–	МК3
	3371,00	–	–	–	–	–	–	МК3
	3373,40	0,90	–	–	–	–	–	МК3
	3499,40	0,90	–	–	–	–	–	МК3
	3505,80	–	0,73	–	–	–	–	МК2

*Середина интервала отбора образца.

Отложения достаточно хорошо охвачены углепетрографическими исследованиями в Енисей-Хатангской НГО, где они находятся на глубинах, доступных для бурения, и практически не изучены в Гыданской НГО (см. табл. 3).

Отложения вымской свиты на значительных территориях не выходят за пределы градации катагенеза МК3 ($R^{\circ} < 1,15$). Лишь в срединной части Центрально-Таймырского прогиба ОВ прошло эту стадию (рис. 9), а также на локальных территории



Таблица 5

Катагенез ОВ пород баженовского горизонта

Скважина	Глубина замера, м	R ^o , % изм	R ^o , % расч	10R ^a , % изм	10R ^a , % расч	NVt (порода) изм	NVt (порода) расч	Градация катагенеза по [5]
<i>Яновстановская свита (J₃-K₁jan)</i>								
Горчинская 1	2878,0*	0,69	–	–	–	–	–	МК2
Джангодская 2	1369,55	–	0,5	–	73	1,65–1,738	–	МК1
Джангодская 5	1227,00	–	0,49	–	74	1,741	–	МК1
Долганская 2	1370,00	–	0,42	67	69	1,711–1,723	–	ПК3
	2045,00	–	0,58	–	77	1,741–1,762	–	МК2
Майская 1	2209,50	–	–	75–76	77	1,754–1,767	–	МК2
	2200,00	–	–	–	78	1,767	–	МК2
	2206,00	–	0,65	–	78	1,767	–	МК2
Нижнехетская 2	890,00	–	0,4	–	71	1,71–1,725	–	МК1
Озерная 8	3304,4	–	–	–	80	1,78	–	МК2
	3319,2	–	–	–	80	1,78	–	МК2
	3304,40	–	0,7	75–80	77	1,76	1,75–1,78	МК2
Рассохинская 1	1172,4	–	–	72	72	1,73	–	МК1
	1170	–	0,49	–	73	1,735	–	МК1
Суходудинская 1	1125,00	–	0,35	–	68	1,673–1,702	–	ПК3
Тайкинская 2	3092,5	–	–	–	77	1,760	–	МК2
Южно-Соленинская 25	2647,5	–	–	84,5	–	1,81	–	МК3
<i>Гольчихинская свита (J₃-K₁jan)</i>								
Дерябинская 5	3027,50	–	–	–	73	1,740	–	МК1
	3032,20	–	–	–	74	1,742	–	МК1
Нанадянская 310	3423,5*	0,84	–	–	–	–	–	МК2
	3437,5*	–	–	70–73	74	1,745	1,71–1,73	МК1
Ушаковская 1	3081,76	0,74	–	–	–	–	–	МК2
	3097,5*	–	–	–	74,0	1,747	–	МК2
Хабейская 2	2450,00	0,58	–	–	–	–	–	МК1
Южно-Носковская 318	3961,3	–	–	–	<85	<1,811	–	МК3
	4006,1	–	–	–	<85	<1,811	–	МК3
	4021,3	–	–	–	<85	<1,811	–	МК3
	4020,5	1,25	–	–	–	–	–	МК4

*Середина интервала отбора образца.

яя отрицательных структур второго порядка на юге Антипаютинского мегапрогиба.

Малышевская свита (J₂ml) (верхи байоса – бат) представлена ритмичным чередованием пачек алевролитов, песчаников и аргиллитов мощностью 5–40 м и их переходных разностей. Мощность свиты в среднем 200–300 м. Перепад глубин (абс. отм.) залегания кровли свиты от –600 м при выклинивании в зоне сочленения с Таймыром до –5500 м и более в Агапском прогибе; минимальные глубины вскрытия отложений малышевской свиты – на Рассохинском и Малохетском валах.

Так же как и для вымской свиты, углепетрографическими исследованиями охвачена значительная часть разреза на территории Енисей-Хатангской НГО, а в Гыданской – единственной скв. 130 (см. табл. 4).

Как видно из прогнозных построений, практически на всей рассматриваемой территории отло-

жения малышевской свиты находятся в благоприятных условиях для нефтеобразования (рис. 10), за исключением тех площадей, где отложения не вышли из стадии протокатагенеза (зоны выклинивания свиты по периферии Таймырской складчатой системы, Рассохинского и Малохетского валов) или уже находятся на стадии позднего мезокатагенеза (Агапский прогиб).

Баженовский горизонт. Породы *гольчихинской свиты (J₂-K₁gl)* (верхи бата – низы берриаса) согласно перекрывают нижележащие образования. Нижняя часть свиты сложена преимущественно алевролитами серыми, темно-серыми до черных, тонко- и мелкозернистыми с большой примесью глинистых алевролитов, верхняя – аргиллитами темно-серыми, почти черными, часто тонкоплитчатыми с прослоями темно-серых глинистых алевролитов, а также углистого и глинисто-слюдистого матери-

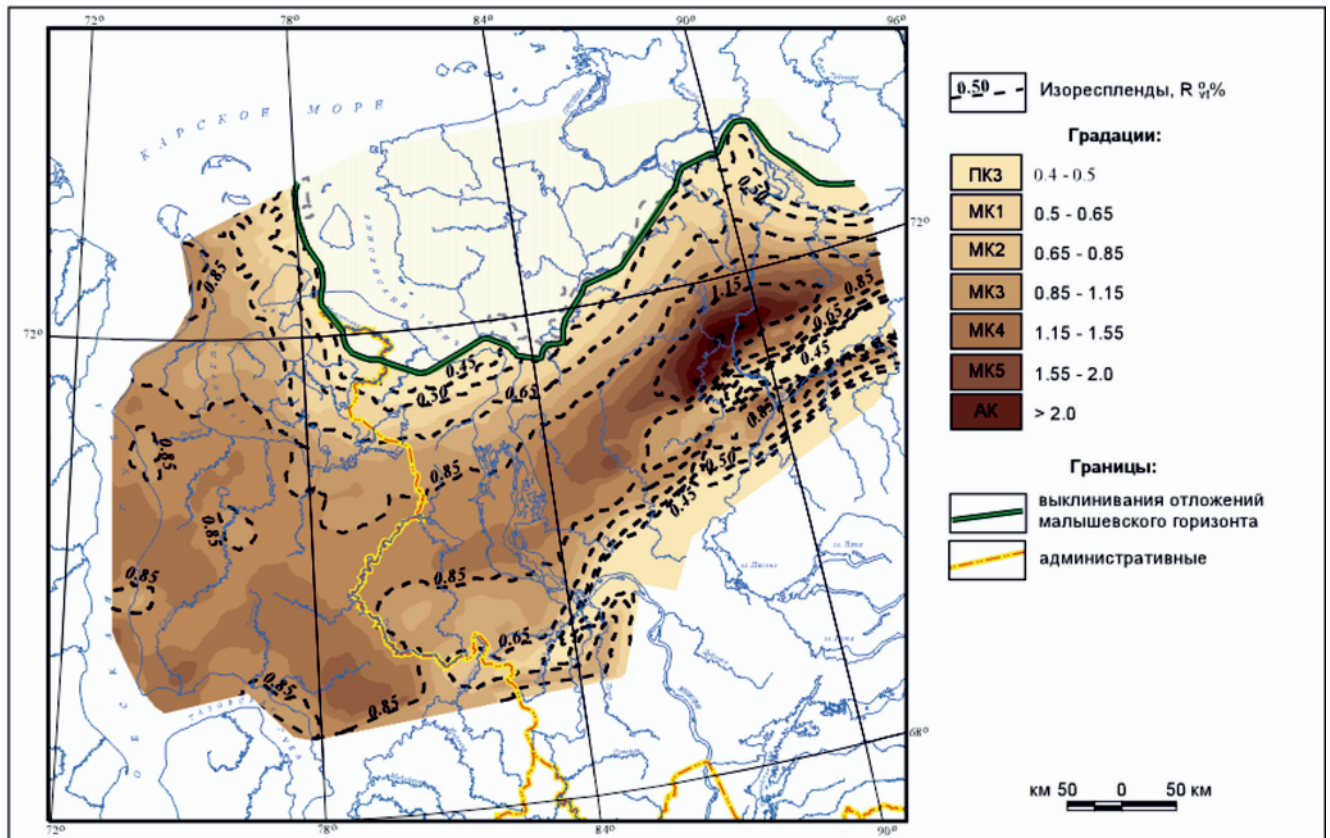


Рис. 10. Схема зональности градаций катагенеза ОВ пород в кровле малышевской свиты

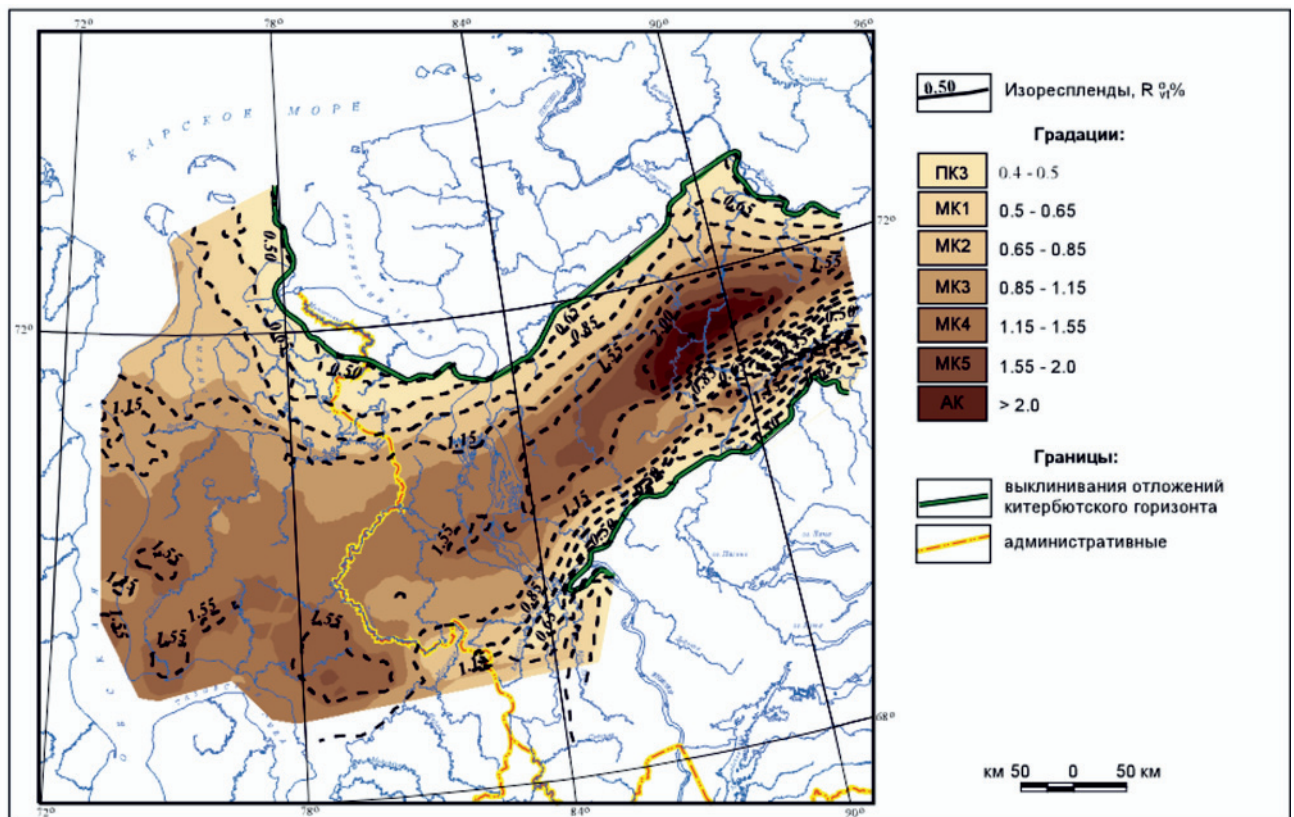


Рис. 11. Схема зональности градаций катагенеза ОВ пород в кровле баженовского горизонта (гольчихинская, яновстановская свиты)

ала с включениями сидерита, пирита и пиритизированных водорослей. Мощность свиты достигает

950 м. Яновстановская свита (J_3-K_1 jan) (верхний кимеридж – низы берриаса) преимущественно



глинистая, глины аргилитоподобные и аргиллиты, иногда известковистые черные, с редкими пластами песчаников в верхней части, мелко-, иногда средне-мелкозернистыми, плохо отсортированными, лептохлорито-глауконитовыми. Мощность до 700 м.

Представленные материалы углепетрографических исследований ОВ пород баженовского горизонта охватывают только Енисей-Хатангскую НГО (см. табл. 5).

Региональный прогноз зональности градаций катагенеза ОВ отложений баженовского горизонта показывает высокие перспективы формирования нефтяной фазы углеводородов почти на всей рассматриваемой площади (рис. 11) за исключением территории сочленения с Таймырской складчатой системой и Сибирской платформой в полосе шириной 30–60 км от границы выклинивания отложений, а также Рассохинского мегавала, где ОВ не вышло из стадии протокатагенеза.

Процессы нефтеобразования на изученной территории активны, что подтверждается увязкой границ их развития ($R^{\circ} = 0,5-1,15$) с глубинами (абс. отм.) от –2100 до –4500 м. Полученные результаты позволяют повысить перспективы юрских отложений на поиски залежей и месторождений нефти. Менее перспективны на нефть площади развития юрских отложений в Агапском прогибе, вплоть до мальшевской свиты; хотя здесь перспективы могут быть связаны с вторичными залежами. Результаты бурения в Западной Сибири подтверждают потенциал больших глубин на открытие нефтяных месторождений. Самая глубокая промышленная залежь нефти вскрыта на глубине 4100 м (Северо-Самбургское месторождение), а также пленка нефти получена с глубины 5400 м (скв. 700 Самбургского месторождения) [6, 7].

Интересная информация приведена в работе [13]: «За рубежом для характеристики материнских пород применяют термины незрелое и зрелое органическое вещество, чтобы показать, достигло ли оно состояния для генерации углеводородов (Хиаоһуа, 1983): $R^{\circ}_{vt} < 0,65\%$ – незрелое ОВ (сухой газ); $R^{\circ}_{vt} = 0,65-1,30\%$ – зрелое ОВ (нефть); $R^{\circ}_{vt} = 1,31-2,20\%$ – перезрелое ОВ (жирный газ); $R^{\circ}_{vt} = 2,21-5,50\%$ – сильно перезрелое ОВ (сухой газ)». При таком подходе территория перспективных площадей на поиски нефти в юрских отложениях значительно расширяется.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Геологическое** строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятов, В. И. Демин и др. – Новосибирск: Наука, 2005. – 156 с.

2. **Казаненков В. А., Филимонова И. В., Немов В. Ю.** Главные направления и задачи поисков нефти и газа в Западной Сибири на ближайшее десятилетие // Бурение и нефть. – 2019. – № 10. – С. 10–18.

3. **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.

4. **Конторович А. Э.** Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. – М.: Недра, 1976. – 250 с.

5. **Неручев С. Г., Вассоевич Н. Б., Лопатин В. А.** О шкале катагенеза в связи с нефтегазоносностью // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нафтидов и битуминозных пород: докл. сов. геологов. МГК. XXV сес. – М.: Наука, 1976. – С. 47–62.

6. **Оликуминское** нефтяное месторождение // Горные ведомости. – 2012. – № 7 (98). – С. 66–69.

7. **Особенности** геологического строения северной части Западно-Сибирской геосинеклизы и новые перспективные объекты для поисков углеводородного сырья / И. А. Плесовских, И. И. Нестеров (мл.), Л. А. Нечипорук, В. С. Бочкарев // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 9. – С. 1025–1034.

8. **Оценка** перспектив нефтегазоносности Гыданской и западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей методом бассейнового моделирования углеводородных систем / А. П. Афанасенков, С. М. Френкель, О. И. Меркулов и др. // Недропользование XXI век. – 2018. – № 3. – С. 34–47.

9. **Палеогеотермические** критерии размещения нефтяных залежей / И. И. Аммосов, В. И. Горшков, Н. П. Гречишников, Г. С. Калмыков. – М.: Недра, 1977. – 158 с.

10. **Ресурсные** регионы Западной Сибири: сырьевая база в условиях необходимости смены парадигмы развития / А. Э. Конторович, Л. В. Эдер, И. В. Филимонова и др. // Проблемы экономики и управления нефтегазовых комплексов. – 2017 – № 9. – С. 4–11.

11. **Сарбеева Л. И., Дубарь Г. П., Евдокимова Н. К.** Состав и свойства углей и горючих сланцев. – СПб.: СПбГИ, 1993. – 135 с.

12. **Скоробогатов В. А., Строганов Л. В.** Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. – 261 с.

13. **Фомин А. Н.** Катагенез органического вещества и нефтегазоносность палеозойских и мезозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. – 331 с.

© О. В. Шиганова, В. В. Сапьяник, Т. Н. Торопова, Е. А. Зыза, И. С. Игонин, Ю. В. Колосова, В. С. Корытов, Р. П. Шакиров, 2022

УДК 550.834:550.832:550.762

МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ НАДОЯХСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА В ПРЕДЕЛАХ АГАПСКОГО МЕГАПРОГИБА И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ И МАТЕРИАЛОВ ГИС

Е. Ю. Лаптева¹, Т. Н. Торопова¹, В. М. Щербаненко¹, П. Э. Жержова², Е. А. Зыза², И. С. Игонин², Р. Р. Шакиров², Е. В. Шулик²

¹Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия; ²НОВАТЭК НТЦ, Тюмень, Россия

На примере надояхского резервуара рассмотрены методические вопросы сейсмогеологического моделирования для ниже-среднеюрских отложений Енисей-Хатангского прогиба. С использованием кинематического и динамического подходов выявлены качественные характеристики коллектора и перекрывающего его лайдинского флюидоупора. Предложенный методический подход может быть применен при построении региональных моделей зимнего, шараповского, вымского и малышевского резервуаров не только для рассмотренной территории, но и для других районов Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Ключевые слова: резервуар, флюидоупор, ниже-среднеюрские отложения, Енисей-Хатангский прогиб, кинематический и динамический анализ.

STRUCTURE MODEL OF THE NADOYAKHSKIY PETROLEUM PLAY WITHIN THE AGAPA MEGA-TROUGH AND ADJACENT TERRITORIES BASED ON THE INTEGRATION OF SEISMIC AND WL DATA

E. Yu. Lapteva¹, T. N. Toropova¹, V. M. Shcherbanenko¹, P. E. Zherzhova², E. A. Zyza², I. S. Igonin², R. R. Shakirov², E. V. Shulik²

¹Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia; ²NOVATEK NTTS, Tyumen, Russia

The paper considers methodological issues of seismic and geological modeling for Lower–Middle Jurassic deposits of the Yenisei – Khatanga trough using the example of the Nadoyakhskiy reservoir. Qualitative characteristics of the reservoir and its overlapping Laydinsky fluid seal are revealed through kinematic and dynamic approaches. The proposed methodological approach can be applied to the construction of regional models of the Zimniy, Sharypovskiy, Vymskiy and Malyshevskiy reservoirs both for the considered territory and for other areas of the West Siberian sedimentary basin.

Keywords: reservoir, fluid seal, Lower – Middle Jurassic deposits, Yenisei – Khatanga trough, kinematic and dynamic approaches.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-12s-32-38

Открытие значительных запасов нефти и газоконденсата в Арктическом регионе в меловых и в юрских отложениях обусловило большой интерес недропользователей к планомерному освоению Западно-Сибирского осадочного бассейна и сопредельных районов. Результаты глубокого бурения доказали продуктивность юрских отложений на Балахнинской, Восточно-Кубалахской, Новой, Малохетской, Мессояхской, Южно-Соленинской, Хабейской, Тампейской, Малохетской и других площадях; признаки газа установлены на Зимней, Озерной, Северо-Соленинской площадях, в районе Логатской площади отмечено битумопроявление.

Территория исследования расположена в Ямало-Гыданской фациальной области на границе трех структурно-фациальных районов (Гыданского, Хатангского, Тазо-Хетского), в тектоническом отношении – в Енисей-Хатангском региональном прогибе (ЕХРП) в пределах Центрально-Таймырского (Агапского) мегапрогиба, Рассохинского мегавала и прилегающих территорий (рис. 1).

Ниже-среднеюрский интервал разреза представлен здесь следующими стратиграфическими горизонтами: зимним (пласт Ю₁₂), левинским, шараповским (пласт Ю₁₁), китербютским, надояхским (пласт Ю₁₀), лайдинским, вымским (пласты Ю_{7–9}), леонтьевским (пласты Ю_{5–6}), малышевским (пласты Ю_{2–4}). Зимний, шараповский, надояхский, вымский и малышевский горизонты в целом проницаемы, а к региональным покрывкам относятся левинский, китербютский, лайдинский и леонтьевский (рис. 2). В составе батского регионального резервуара васюганский и георгиевский стратиграфические горизонты могут как служить хорошими глинистыми покрывками, так и включать песчано-алевролитовые пласты сиговской свиты (СГ). Ритмичное строение юрских отложений, а именно чередование проницаемых и непроницаемых толщ, обеспечило благоприятные условия для формирования и сохранения залежей углеводородов в рассмотренном регионе [5].

На примере тоарского регионального резервуара, включающего надояхский проницаемый

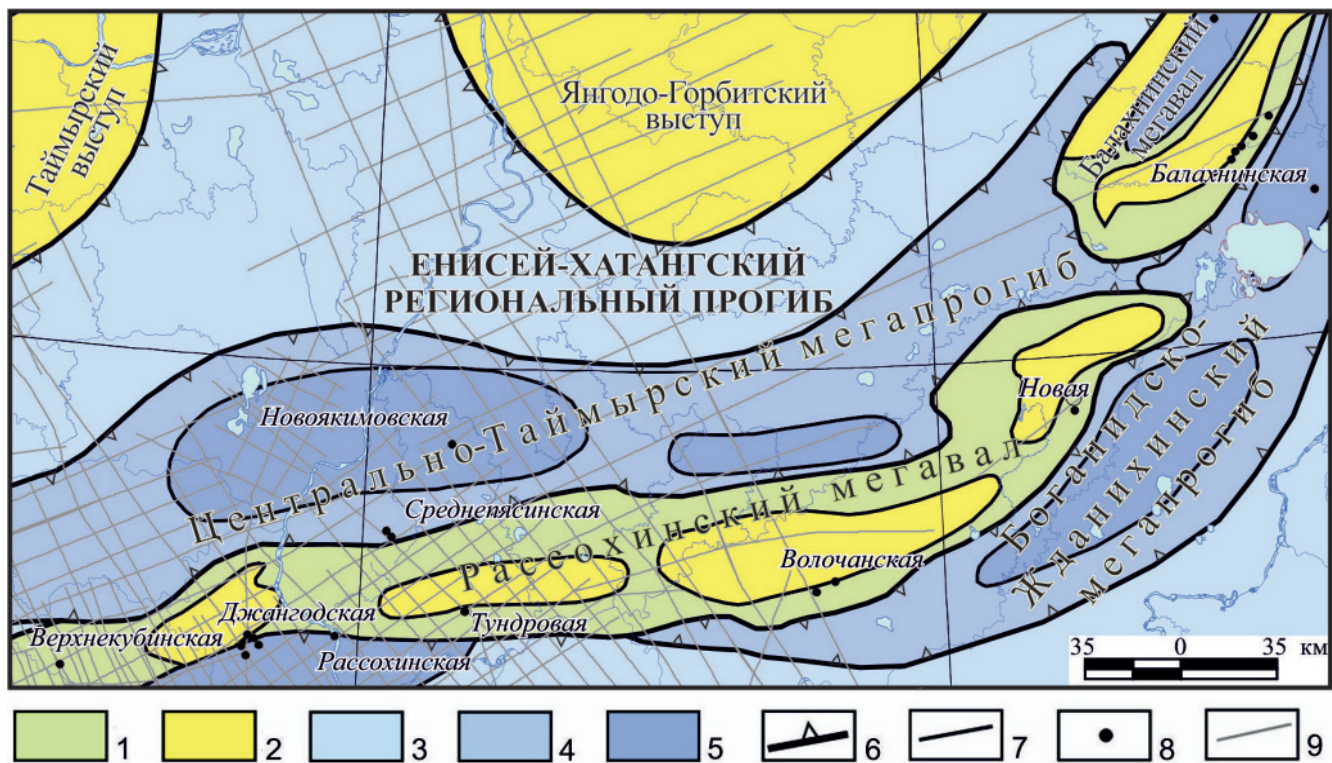


Рис. 1. Фрагмент тектонической карты (под ред. В. С. Старосельцева, СНИИГГиМС, 2012 г.)

Пликативные структуры чехла: 1 – положительные первого порядка, 2 – положительные второго порядка, 3 – отрицательные надпорядковые, 4 – отрицательные первого порядка, 5 – отрицательные второго порядка; контуры структур: 6 – первого порядка, 7 – второго порядка; 8 – скважины глубокого бурения; 9 – сейсмические профили МОГТ 2Д

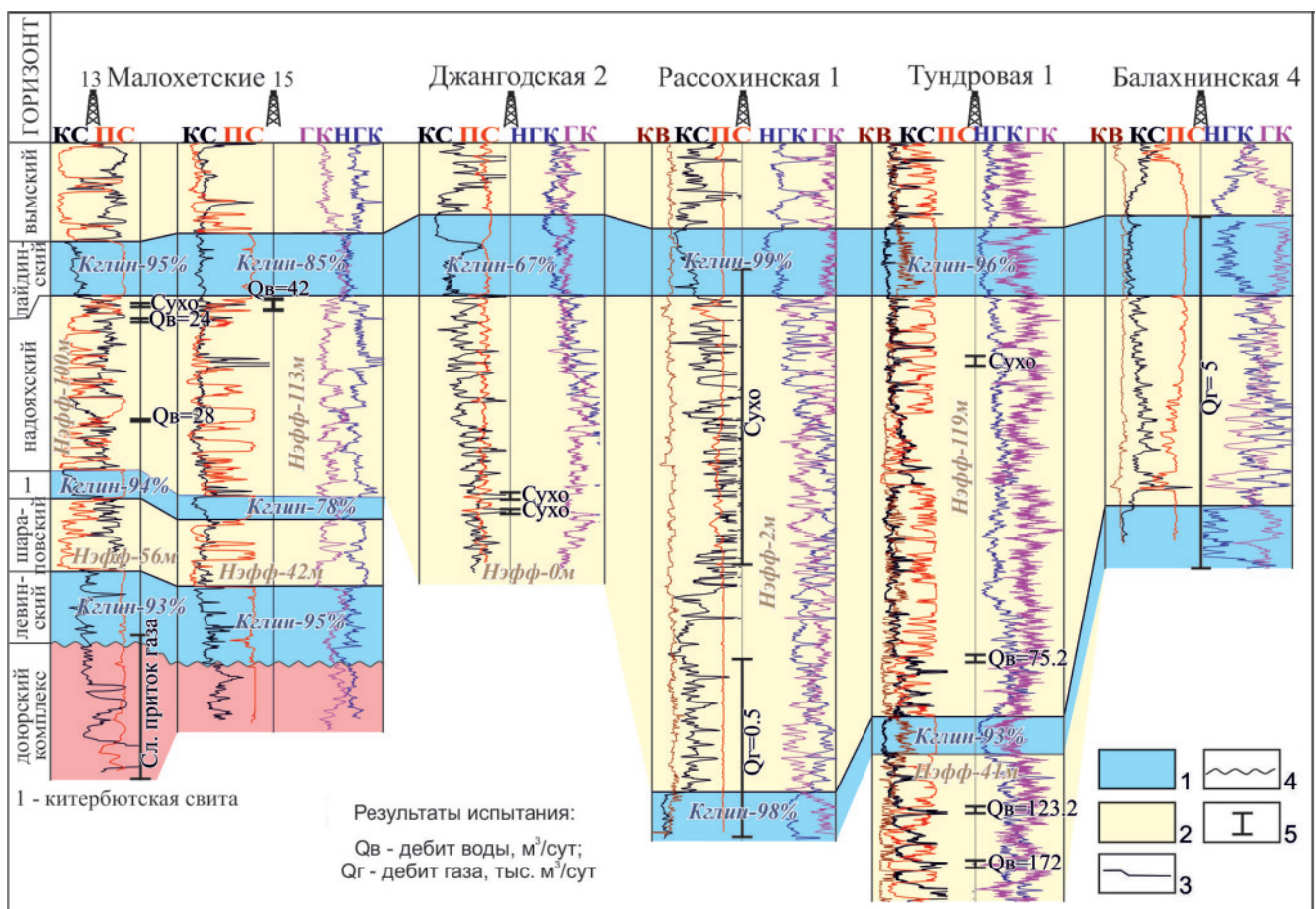


Рис. 2. Корреляционный профиль нижнеюрских отложений по линии скважин Малохетская 13 – Балахнинская 4
1 – флюидоупоры; 2 – резервуары; 3 – границы свит; 4 – стратиграфическое несогласие; 5 – интервал испытания

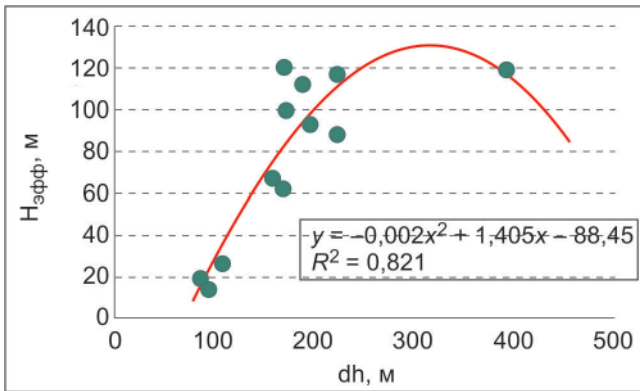


Рис. 3. Зависимость эффективной мощности пласта Ю₁₀ от мощности надояжского и китербютского горизонтов

комплекс и экранирующие его непроницаемые породы, приуроченные к нижней – средней частям ааленского яруса (лайдинский горизонт), рассмотрена парная модель строения коллектор – покрывка.

Строение проницаемого комплекса тоарского регионального резервуара на основе кинематического анализа данных сейсморазведки

Мощность проницаемых прослоев надояжского стратиграфического горизонта (пласт Ю₁₀) по скважинным данным на площади исследования и близлежащих резко изменчива – от 0 до 120 м.

Продуктивность уровня доказана на сопредельных территориях, где приток газа дебитом 2,5 тыс. м³/сут получен в Восточно-Мессояхской скв. 2, приток нефти дебитом 1,43 м³/сут – в Западно-Мессояхской скв. 16.

По данным кинематического анализа установлена полиномиальная зависимость с достаточно высоким коэффициентом корреляции между суммарной мощностью вмещающих отложений, контролируемых сверху ОГ Т₃ (кровля надояжского горизонта) и снизу ОГ Т₄ (подошва китербютского горизонта) с эффективной мощностью пласта Ю₁₀. В результате построена прогнозная схема эффективной мощности (рис. 3, 4).

Согласно выполненным построениям увеличение эффективной мощности отмечается на востоке рассматриваемой территории в прибортовых частях ЕХРП в районе Рассохинского мегавала и Янгодо-Горбитского выступа, а постепенное ее уменьшение до полного замещения коллекторов горизонта непроницаемыми породами – в направлении от бортовых зон к центральной части Агапского мегапрогиба (см. рис. 4).

Построенная структурная карта по кровле надояжского проницаемого комплекса, материалы интерпретации ГИС, результаты испытания скважин, а также прогнозная схема эффективных толщин могут быть использованы для прогноза

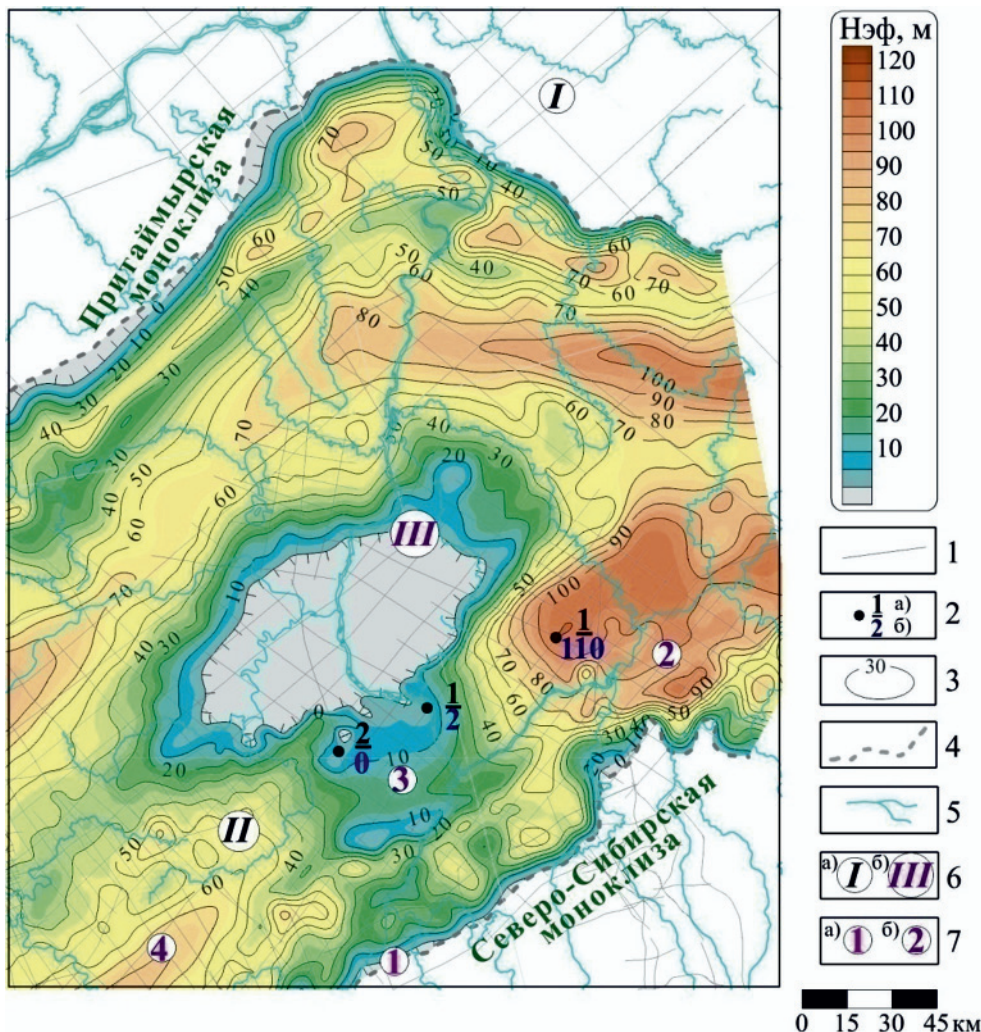


Рис. 4. Прогнозная схема эффективной мощности надояжского проницаемого комплекса

- 1 – сейсмические профили МОГТ 2Д; 2 – скважины: номер (а), эффективная мощность, м (б); 3 – изопахиты, м; 4 – линия выклинивания; 5 – гидрография; 6 – структуры I порядка: а – положительные (I – Янгодо-Горбитский выступ, II – Рассохинский мегавал), б – отрицательные (III – Агапский мегапрогиб); 7 – структуры II порядка: а – положительные (1 – Северо-Норильская гряда), б – отрицательные (прогибы: 2 – Авамский, 3 – Диамутский, 4 – Дудыптинский)

перспектив нефтегазоносности юрских отложений. Комплексный анализ полученных материалов и данных глубокого бурения позволяет выделять как структурные, так и структурно-стратиграфические, структурно-литологические ловушки углеводородов.

Оценка качества флюидоупоров по материалам ГИС

Как правило, для ранжирования выделенных перспективных объектов, необходимо оценить качество перекрывающих их экранов. Известно, что формирование глинистых пород-покрышек, проис-

ходит в различных фациальных обстановках – от глубоководных до прибрежно-морских и даже континентальных [4]. Именно фациальные условия, в которых формировалась глинистая толща, способны оказывать значительное влияние на качество экранующих свойств флюидоупора. Наилучшие изолирующие свойства приобретают глубоководные глины, которые при литификации образуют флюидоупоры высокого класса.

Согласно палеогеографическим реконструкциям [1, 3, 5] падение уровня моря во второй половине тоара при еще достаточно высоком рельефе обеспечивало поступление в осадочный бассейн

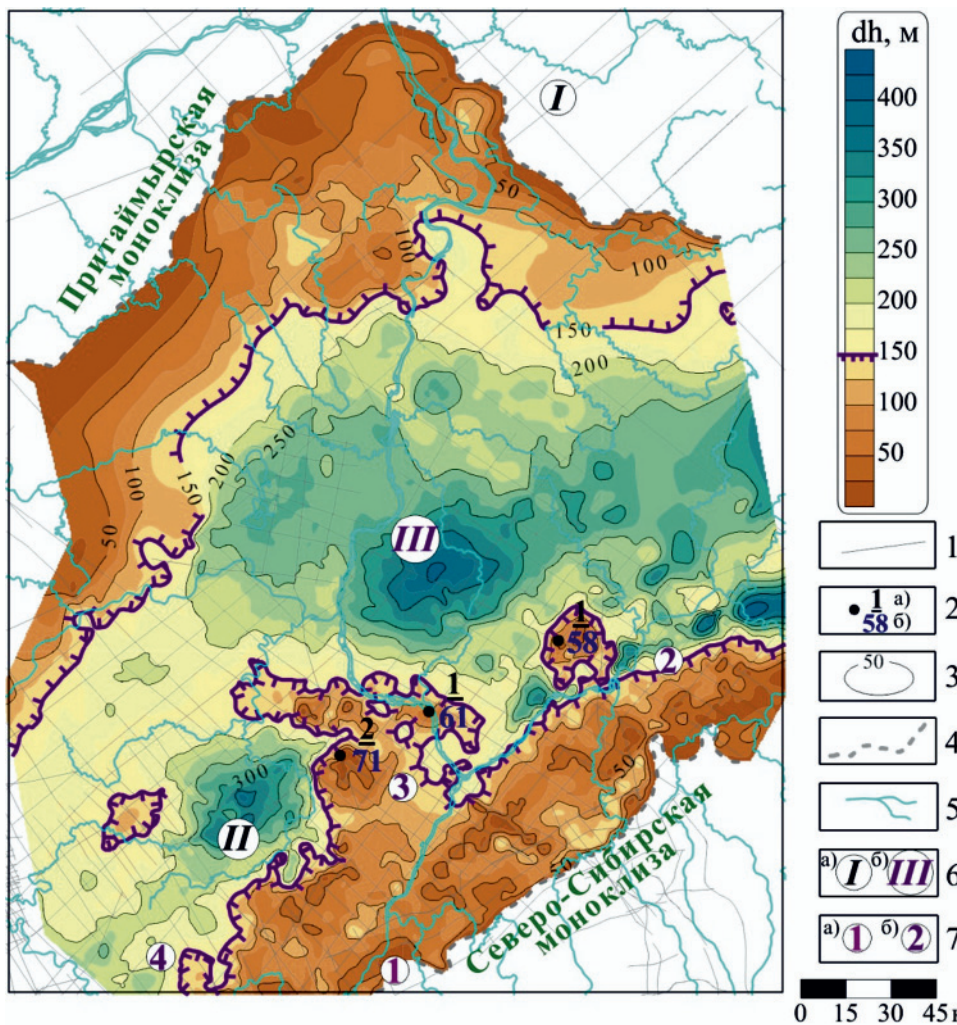
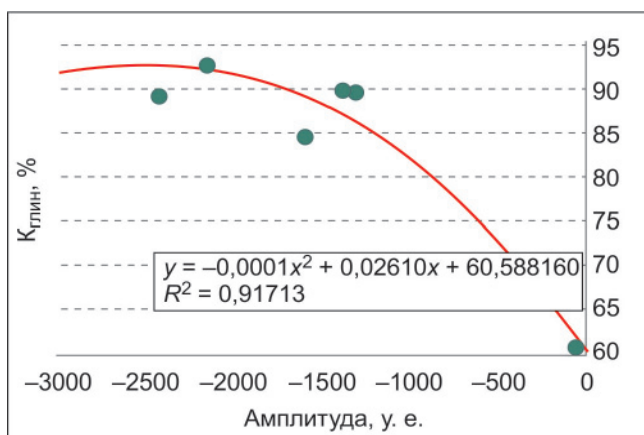


Рис. 5. Карта мощности лайдинского флюидоупора



довольно значительного количества крупнообломочного материала с ближних источников сноса, расположенных на южном борту Притаймырской моноклизы и на северо-восточном склоне Северо-Сибирской, которые во время накопления отложений надояхского и лайдинского горизонтов представляли собой крупные денудационные возвышенности. Соответственно, в прибортовых зонах ЕХРП вероятность присутствия средне- и крупнозернистых примесей в разрезе лайдинского горизонта достаточно высока.

Рис. 6. Зависимость коэффициента глинистости от минимальных амплитуд сейсмической записи

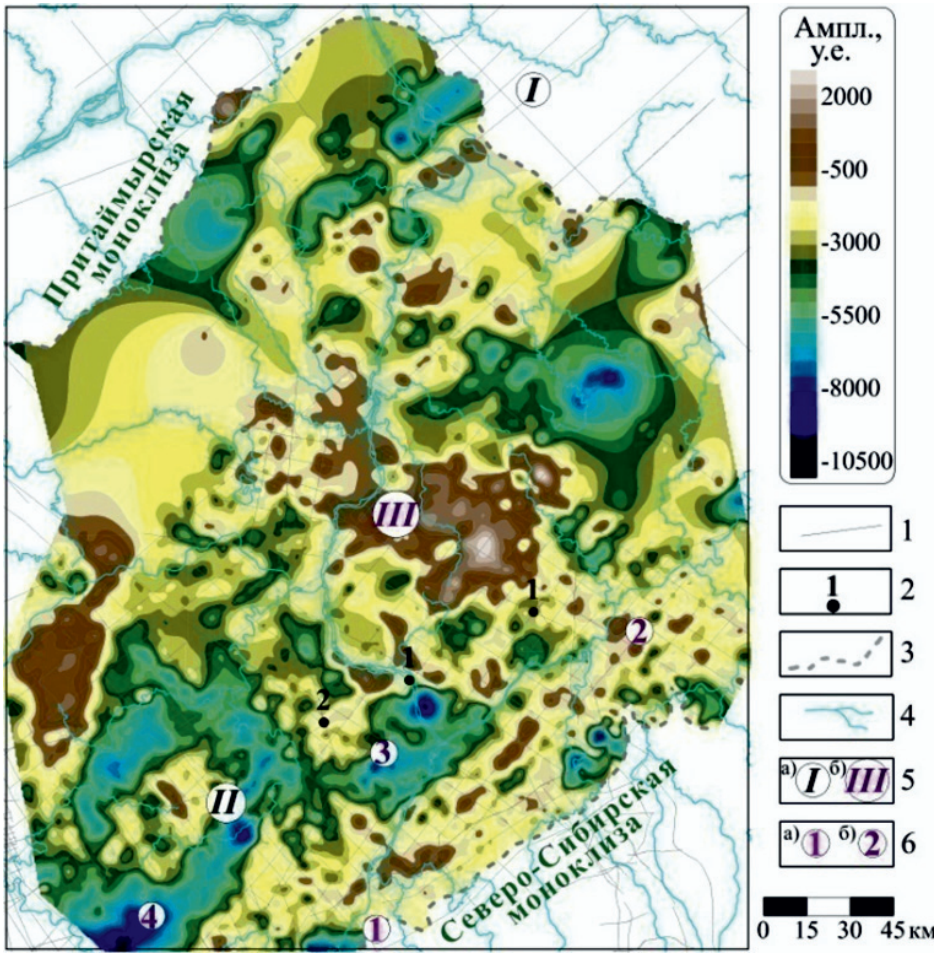


Рис. 7. Карта минимальных амплитуд в окне ОГ $T_3(-5\text{мс}) - \text{ОГ } T_3(+5\text{мс})$

1 – сейсмические профили МОГТ 2Д; 2 – скважины; 3 – линия выклинивания; 4 – гидрография; 5 – структуры I порядка: а – положительные (I – Янгодо-Горбитский выступ, II – Рассохинский мегавал), б – отрицательные (III – Агапский мегапрогиб); 6 – структуры II порядка: а – положительные (1 – Северо-Норильская гряда), б – отрицательные (прогибы: 2 – Авамский, 3 – Диамутский, 4 – Дудыптинский)

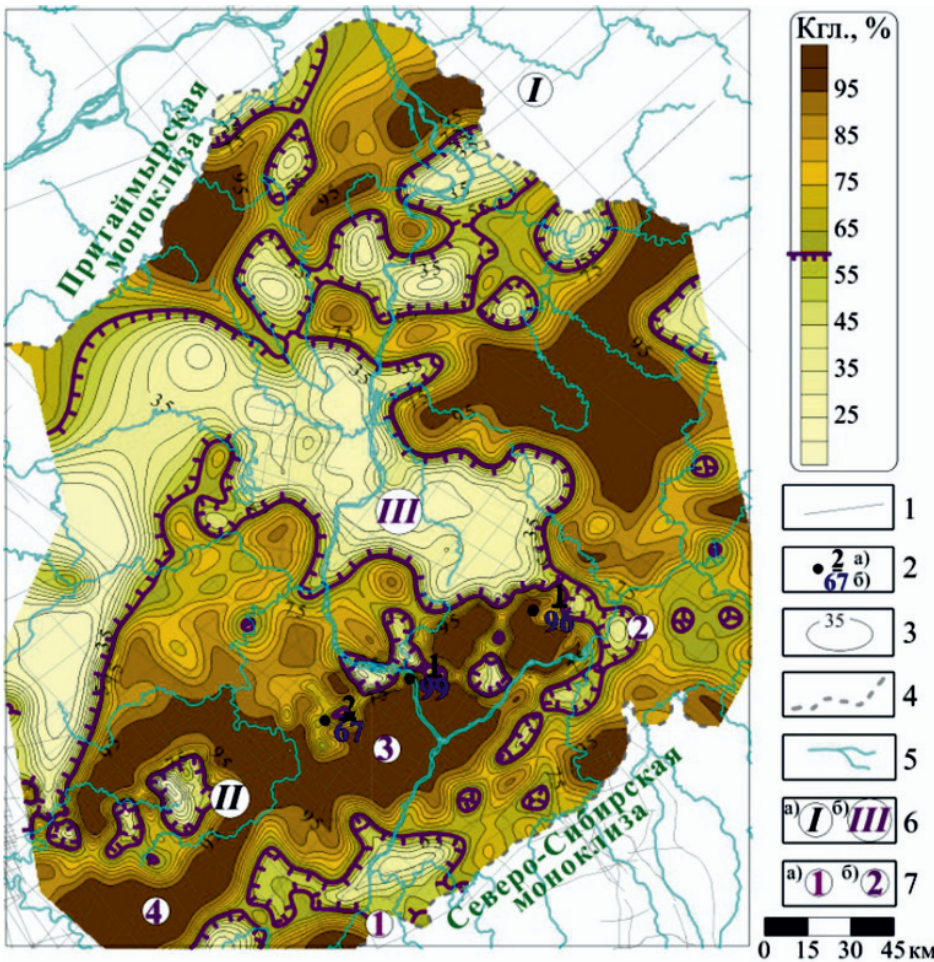


Рис. 8. Схема коэффициента глинистости лайдинского горизонта

1 – сейсмические профили МОГТ 2Д; 2 – скважины: а – номер, б – коэффициент глинистости, %; 3 – изолинии, м; 4 – линия выклинивания; 5 – гидрография; 6 – структуры I порядка: а – положительные (I – Янгодо-Горбитский выступ, II – Рассохинский мегавал), б – отрицательные (III – Агапский мегапрогиб); 7 – структуры II порядка: а – положительные (1 – Северо-Норильская гряда), б – отрицательные (прогибы: 2 – Авамский, 3 – Диамутский, 4 – Дудыптинский)

Лабораторными методами экранирующие свойства пород оцениваются по керновому материалу (рассматриваются особенности литологического состава глин, их минералогический состав, диаметр пор и т. д.). В региональном плане оценить качество глинистой покрышки можно на основе геолого-геофизических методов исследования.

При оценке качества покрышки, перекрывающей закартированные ловушки, нами использован методологический подход, изложенный в монографии Т. И. Гуровой [2]. В его основу положены следующие параметры: карты толщин флюидоупоров, литологический состав и вторичные преобразования пород. Последние два параметра определяют общую глинистость породы и входят в расчет коэффициента глинистости ($K_{\text{глин}}$) по скважинам при выполнении комплекса ГИС.

Строение непроницаемого комплекса тоарского регионального резервуара на основе кинематического и динамического анализов данных сейсморазведки

Лайдинский горизонт изучен глубоким бурением на Рассохинской, Джангодской и Тундровой площадях, где его мощность меняется от 58 до 71 м. По выполненным структурным построениям мощность флюидоупора варьирует от 0 м в зонах его выклинивания на северном и южном бортах регионального

прогиба до 420 м в направлении депоцентральной части Агапского мегапрогиба (рис. 5).

В результате интерпретации материалов ГИС установлено, что коэффициент глинистости, отражающий литологические особенности лайдинского горизонта, а следовательно, и его экранирующие свойства, изменяется на территории исследования и на близлежащих площадях от 40 до 96 %, в среднем 70 %.

С целью обнаружения статистических связей между значением $K_{\text{глин}}$ в скважинах с площадными параметрами по данным сейсморазведочных работ проведены кинематический и динамический анализы. Установлено, что в юрском интервале разреза не существует корреляционной связи $K_{\text{глин}}$ с современным структурным планом и картами толщин вмещающих отложений.

Динамический подход позволил выявить зависимость $K_{\text{глин}}$ от средней амплитуды сейсмической записи, рассчитанной в окне $OG T_3 (-5 \text{ мс}) - OG T_3 (+5 \text{ мс})$. По полученному уравнению регрессии построена схема коэффициента глинистости лайдинского стратиграфического горизонта (рис. 6–8).

Пониженные значения $K_{\text{глин}}$ отмечаются в северо-западной и центральной частях изучаемой площади, увеличенные – на юго-востоке в районе Тундровой, Рассохинской и Джангодской структур, осложняющих Рассохинский мегавал, и далее в направлении юго-западного борта Янгодо-Горбитского выступа.

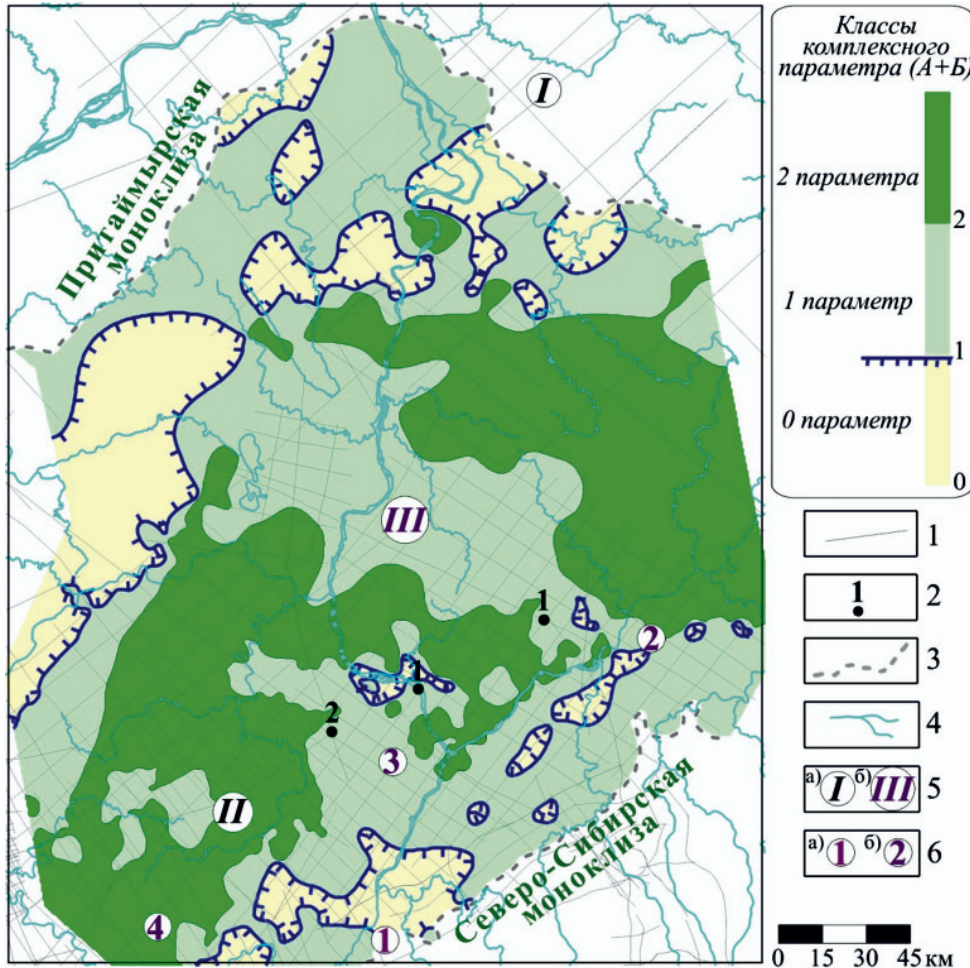


Рис. 9. Схема комплексного параметра лайдинского флюидоупора

Для выделения зон ухудшения экранирующих свойств покрышки была рассчитана схема комплексного параметра, в основу которой положено комплексирование карт мощности и коэффициента глинистости. При этом изначально каждый исходный параметр на качественном уровне делился на «хорошо – плохо». Для карт мощностей граница раздела проводилась на уровне 40 % от общей мощности, что соответствует изопаките 150 м; для схемф коэффициента глинистости граничное значение принято по изолинии 60 %.

На результативной схеме комплексного параметра выделены три класса покрышки (0–2). Класс 0 отвечает зоне отсутствия какого-либо из параметров, т. е. качество глинистой покрышки низкое; 1 – зоне среднего качества покрышки, с одним параметром; 2 – зоне высокого качества покрышки, выделенной по двум параметрам. Таким образом, о контурены прогнозные зоны ухудшения и улучшения экранирующих свойств горизонта.

В результате комплексирования установлено, что на большей части исследуемого района в лайдинском горизонте развиты покрышки среднего качества. Покрышки высокого качества приурочены к центральным наиболее погруженным областям. Экранирующие свойства горизонта постепенно ухудшаются от центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба в направлении периферии бассейна (рис. 9).

Выводы

Описанный в работе методический подход позволил построить региональную модель строения тоарского резервуара, отдельно охарактеризовать надояхский проницаемый комплекс и непроницаемый лайдинский.

Для надояхского комплекса на основе кинематического анализа сейсмических материалов и данных по скважинам удалось выявить зоны отсутствия проницаемых разностей и увеличенных эффективных толщин, а для лайдинского (с использованием кинематического и динамического подходов, а также материалов ГИС) – области с улучшенными и ухудшенными экранирующими свойствами.

Результаты выполненных исследований качества покрышки предлагается использовать при оценке геологических рисков, ранжировании перспективных объектов и для принятия оптимальных решений при разработке рекомендаций по дальнейшим геолого-разведочным работам.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Геологическое** строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятов, В. И. Демин и др. – Новосибирск: Наука, 2005. – 156 с.
2. **Гурова Т. И., Чернова Л. С., Богданова В. Н.** Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы. – М.: Недра, 1988. – 254 с.
3. **Палеогеография** Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972–1012.
4. **Флюидоупоры** в месторождениях углеводородов / А. В. Овчаренко, Б. В. Ермаков, К. М. Мятчин, А. Е. Шлезингер // Литология и полезные ископаемые. – 2007. – № 2. – С. 201–213.
5. **Шемин Г. Г.** Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2014. – 362 с.

© Е. Ю. Лаптева, В. М. Щербаненко, Т. Н. Торопова,
Е. В. Шулик, П. Э. Жержова, Е. А. Зыза,
И. С. Игонин, Р. Р. Шакиров, 2022



ПОСТРОЕНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ МОДЕЛИ КОНЦЕНТРАЦИЙ ОРГАНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА В ПОРОДАХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ МАНСИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ И КРАСНОЛЕНИНСКОЙ МЕГАМОНОКЛИЗЫ

В. В. Лапковский, Е. В. Пономарева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

При изучении распределений концентраций $C_{орг}$ в породах обычно ограничиваются построением карт средних содержаний $C_{орг}$ или ОВ по данным аналитических определений по керну. Для увеличения плотности наблюдений в высокорadioактивных толщах используют определения $C_{орг}$, полученные по результатам интерпретации ГИС. Комплексирование аналитических определений $C_{орг}$ и определений $C_{орг}$, полученных с помощью зависимости (концентрации $C_{орг}$ от значений гамма-каротажа) позволило охарактеризовать его распределение для каждой изученной скважины во всем разрезе точно через 0,5 м. Для создания трехмерной модели содержаний $C_{орг}$ выбрана интерполяция трехмерными сплайнами, выраженными через функции Грина. Это дало возможность детально охарактеризовать распределение $C_{орг}$ в различных вертикальных сечениях и субгоризонтальных срезах. Технология может применяться при изучении фильтрационно-емкостных свойств баженовской свиты, для пространственной локализации залежей и решения задач бассейнового моделирования.

Ключевые слова: баженовская свита, трехмерные модели концентраций органического углерода.

CONSTRUCTION OF A THREE-DIMENSIONAL MODEL OF ORGANIC CARBON CONCENTRATIONS IN THE BAZHENOV FORMATION ROCKS OF THE CONJUNCTION ZONE OF THE MANSI SYNECLISE AND KRASNOLENINSKAYA MEGAMONOCLEASE

V. V. Lapkovsky, E. V. Ponomareva

A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia

When studying the concentration distribution of organic matter in rocks, scientists are usually limited to constructing maps of the average contents of C_{org} or OM according to the analytical definitions by core. To increase the density of observations in highly radioactive strata, C_{org} definitions obtained from the WL interpretation results are used. The present paper contains the integration of analytical definitions of C_{org} and definitions of C_{org} obtained using the dependence (concentration of C_{org} from the values of gamma ray logging) which allowed researchers to characterize the distribution of C_{org} for each studied well in the entire section pointwise through 0.5 m. To create a three-dimensional model of C_{org} contents, an interpolation by three-dimensional splines expressed in terms of Green's functions was chosen, giving an opportunity to characterize the distribution of C_{org} in various cross sections and near-horizontal sections in detail. The described technology can be used in studying the filtration properties of the Bazhenovo Formation, for spatial localization of accumulations and solving basin modeling problems.

Keywords: Bazhenovo Formation, 3-dimensional models of organic carbon concentrations.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-12s-39-46

В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции отмечается снижение добычи нефти из традиционных берриас-аптских и оксфордских залежей. Одним из перспективных объектов для прироста ресурсов УВ являются трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к поровым коллекторам баженовской свиты (баженитам) в резервуаре салымского типа [7].

Проблема нефтеносности этой свиты изучается многими коллективами с начала 1960-х гг., тем не менее до сих пор не выработано единой методики выявления и оконтуривания залежей нефти, что не позволяет эффективно проводить геолого-разведочные работы и обосновывать методику подсчета запасов нефти месторождений в самой свите. Критерий качественного прогноза нефтеносности,

по Ф. Г. Гурари, А. Э. Конторовичу, В. И. Москвину, И. И. Нестерову, Г. Р. Новикову, Ф. К. Салманову, А. В. Тяну и др., – высокая концентрация органического вещества ($C_{орг}$) в породах. Определением закономерностей распределения и построением карт концентраций $C_{орг}$ в баженовской свите и ее стратиграфических аналогах по аналитическим данным в разные годы занимались Н. П. Запивалов, В. Ф. Никонов, Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров, А. Э. Конторович и др. В силу ограниченности исходного аналитического материала эти карты были схематичными. Возможность использования материалов ГИС с помощью зависимости $C_{орг}$ – ГИС (кern – ГИС) для определения концентраций ОВ в высокорadioактивных нефтегазоматеринских толщах, к каким относится и баженовская свита, значительно увеличила плот-



ность наблюдений 2D. В основе метода – оценка содержания $C_{орг}$ в зависимости от значений различных видов каротажа (ГК, БК, КС и АК), что отражено в большом количестве публикаций зарубежных и отечественных авторов.

В работе А. Э. Конторовича с соавторами [8] для получения представления о трехмерном распределении $C_{орг}$ в центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна использован набор двумерных моделей для верхнего, среднего и нижнего интервалов баженовской свиты, которые в совокупности позволяют представить объемный образ. Однако для решения задачи зонального и локального прогноза нефтеносности самой баженовской свиты недостаточно схематических двумерных построений, необходимы максимально детальные трехмерные.

Территория исследования находится на западе Западно-Сибирского осадочного мегабассейна и приурочена к зоне сочленения Мансийской синеклизы и Красноленинской мегамоноклизы. В горизонте $Ю_0$ баженовской свиты открыты два нефтяных месторождения – Ендырское и Западно-Эргинское (рис. 1). Согласно современным представлениям [3–5, 10 и др.], баженовская свита является кероген-карбонатно-глинисто-кремнистой толщей, в основном биогенной природы, сформировавшейся в волжско-раннеберриасское время на этапе максимальной трансгрессии моря в Западно-Сибирском бассейне.

Среднее содержание $C_{орг}$ в породах свиты по данным лабораторных определений изменяется от 2,7 до 14,3 %. В близких пределах концентраций (4–14 %) находятся средние значения $C_{орг}$, выявленные по результатам интерпретации ГИС [8]. Повышенные концентрации (8–10 %) развиты в пределах полосы северо-западного направления, проходящей через Молодежную, Ташинскую, Ендырскую, Салымскую, Иртышскую, Западно-Лумкойскую и Перилскую площади.

На отдельных участках (Севериная, Куртымская, Лисорская и Кондинская площади) содержание $C_{орг}$ достигает 12 % и более, на северо-востоке и юго-западе (Заозерная, Горелая площади) оно снижается до 4–6 %.

В интервале баженовской свиты концентрации $C_{орг}$ изменяются от 2–5 до 29 %, при этом на ряде площадей (Фроловская, Камская, Перилская, Южно-Нюрымская, Молодежная, Заозерная, Ташинская) они не превышают 10–14 %. На отдельных территориях (Ендырская, Салымская, Западно-Лумкойская, Иртышская, Севериная, Зимняя, Кондинская, Куртымская площади) отмечаются повышенные концентрации органического углерода (22–29 %), приуроченные к верхней и средней частям разреза.

Глубины залегания баженовской свиты (см. рис. 1) изменяются от 3100 м на юго-востоке (Мансийская синеклиза) до 2400 м на северо-западе (Красноленинская мегамоноклиза). Отмечается общий региональный подъем баженовских отложе-

ний в западном направлении. Толщина свиты изменяется от 30 м (Иртышская скв. 16) в центральной части до 46 м (Западно-Лумкойская скв. 96) в юго-западной.

В предлагаемой статье описаны опыт построения трехмерной модели с использованием трехмерных аналитических сплайнов и анализ распределения $C_{орг}$ баженовской свиты на основе комплексного обобщения геохимической и геофизической информации в зоне сочленения Мансийской синеклизы и Красноленинской мегамоноклизы.

Материал и методы исследования

Для оценки содержаний $C_{орг}$ в породах баженовской свиты использованы аналитические (химический анализ и пиролиз) определения (191 анализ из 15 скважин), полученные в геохимических лабораториях ИНГГ СО РАН и ВНИГНИ, а также выявленные по результатам интерпретации ГИС во всем разрезе точно (через 0,5 м) для каждой изученной скважины (2504 определений из 32 скважин банка данных ИНГГ СО РАН) с помощью линейной регрессии, установленной по Горшковской скв. 1017 [6]:

$$C_{орг} = a_0 + a_1 \gamma,$$

где $a_0 = 0,35$; $a_1 = 0,17$; γ – значение естественной радиоактивности по ГК (мкР/ч).

Коэффициент детерминации R^2 для зависимости, полученной по экспериментальным данным, равен 0,70.

Из множества возможностей для создания трехмерной модели распределения ОВ баженовской свиты мы выбрали аппроксимацию сплайнами, выраженными через функции Грина. Подробно теория этого метода изложена, в частности, В. А. Василенко [1]. Базисом для построения интерполирующего или сглаживающего сплайна являются точки трехмерного пространства, в которых заданы значения приближаемой переменной. Нами был использован трехмерный аналог кубического сплайна, для которого решение находится исходя из условия минимизации функционала энергетического типа, а именно: минимума потенциальной энергии упругой деформации однородного пространства.

Постановка задачи аппроксимации в трехмерном пространстве Ω , в котором определены координаты x_1, x_2, x_3 , формулируется следующим образом. На множестве хаотически расположенных точек p_1, p_2, \dots, p_n известны значения некоторой функции v_1, v_2, \dots, v_n ; следует построить приближение этой функции σ . Интерполирующий сплайн определяется как функция, удовлетворяющая двум условиям:

$$\begin{cases} \sigma(p_i) = v_i, \quad i = 1, 2, \dots, n, \\ I_m(\sigma) = \min. \end{cases}$$

Здесь $I_m(\sigma)$ – функционал энергетического типа с параметром m . В общем виде для многомерных сплайнов он определяется следующим образом:



$$I_m(\sigma) = \int_{\Omega} \sum_{a=m} \frac{m!}{a!} (D^a \sigma)^2 d\Omega = \min.$$

Здесь $a = a_1, a_2, a_3$ – тройка неотрицательных целых чисел (тройной индекс); $|a| = a_1 + a_2 + a_3$; $a! = a_1! \cdot a_2! \cdot a_3!$;

$$D^a \sigma = \frac{d^{|a|} \sigma}{d^{a_1} x_1 d^{a_2} x_2 d^{a_3} x_3} - \text{оператор дифференцирования}$$

Минимизировав функционал с параметром $m = 2$ (аналогично случаю для трехмерно случае) придет и к такой идее

$$I_m(\sigma) = \int_{\Omega} \left[\left(\frac{d^2 \sigma}{dx_1^2} \right)^2 + \left(\frac{d^2 \sigma}{dx_2^2} \right)^2 + \left(\frac{d^2 \sigma}{dx_3^2} \right)^2 + 2 \left(\frac{d^2 \sigma}{dx_1 dx_2} \right)^2 + 2 \left(\frac{d^2 \sigma}{dx_1 dx_3} \right)^2 \right] d\Omega.$$

Вейчас при моделировании пространственно распределении геологии наиболее приемлемо критерий (как вариант написание и проинтерпретация – крайний) это вполне приемлемо альтернатива для слайна, и нас нет сомнений, что, используя бы критерий то получили бы отличные результаты. Попробуйте терные программы бы как для непрерывных слайнов, так и для критерия в реальных реалиях, перед нами стоит только вопрос выбора методики, что математически слайны и критерий и есть не мало отличительные черты. Преподлагает следующие отличия их черты: использование радиальных зависимых функций (значение ковариации в критерии и функций в слайне), трендовая поверхность в универсальном критерии аналогична оператору слайна в этих методах и вычислительное сходство в решении задачи слайна и критерия в проксимации приходится работать в логичном смысле трижды в отрицательном направлении, и ее раннее количество точек, на которых заданы значения приливаемой величины при выборе оптимальных исходных данных это позволяет создавать естественные трудности для вычисления.

Вейчас предложено несколько вариантов о причинах выбора именно слайна

1. Слайны красивы исторически их применение началось в промышленности дизайне (разработка корабельных корпусов и самолетов) это красота не является строительным критерием, отсюда все же, что мир красив, это естественное свойство достаточно просто отрезать наборы информации на стекле, например отобразить скопления в виде и т.д. анностей, в орские пакеты вестна работа, которая принадлежит к наиболее красивым саполеты не лета т

2. Слайны и есть точный физический смысл – минимизация некоторого энергетического функционала. Известно, что распределение органического вещества не очень коррелируется с природой этих и т.д., но критерия вообще нет физического смысла, и есть только статистическое обоснование

3. Слайны позволяют конструировать наиболее простые и одель – минимизация и т.д. (аномалий), которые при этом соответствуют исходным данным. Это своеобразная критика к критериям одель слайна нет ни одной аномалии, в которой оно не ошито кривизна оно не возникает плохо оно сносанные концентрические аномалии (визуализация сносности) поэтому их не было (особенно в 3D), не ошито о скрывается подвизать параметры и т.д. роль этих параметров, а для слайна это не требуется

4. Наконец, в геологии при картировании свойств стратиграфических комплексов широко используются 2D-слайны. Хотим для задачи 3D-проксимации слайна и есть т.д. алгоритмы и программаное обеспечение, в геологии эта проблема практически не возникает

Несколько пояснений к использованию при моделировании пространственных переменных (1 и 2) бы выражены в виде точек на горизонтальной плоскости эти распределения и т.д. километрах области моделирования составил 1000х1000 км. Третьей переменной (3) при интерпретации километрах диаметра ее интерпретации для всей области моделирования составил бы объем 1, а в отдельной скважине не превышал бы 0,0001 качества третьей пространственной переменной (3) использовалось стратиграфическое положение точки относительно кровли и подошвы скважины но было задано линейно от 0 на подошве скважины до 1 на ее кровле при решении задачи слайна в проксимации бы масштабировали значения 3, но не их на величину 0,0001, что позволяет добиться соразмерности интерпретаций во всех переменных. Масштабирование при значениях их порядка сотен позволяет получать качественные результаты анизотропные картины распределения концентраций $\rho_{ор}$, которые характерны для осадочных толщ

5. Достаточно нетривиальный вопрос как выбрать коэффициент корреляции, ссылаясь на пространственные переменные со стратиграфическими параметрами. Это задание этого коэффициента существенно зависит от результата проксимации. В решении данной задачи бы выбрали ряд экспериментов с масштабами и коэффициентами (диапазоне от 1 до 1000) и оценкой среднеквадратической погрешности апроксимации методом кросс-валидации классической реализации. В то же время образец исходной выборки относится к случаю ей или контрольной совокупности случайных образцов для пространственно-зависимых переменных (в статистических) этот подход неприемлем, поскольку значения в точках одной скважины, которые могут оказаться в контрольной выборке, будут очень близки к значениям в соседних точках той же скважины (они удалены на 0,2 м) в контрольной выборке переносились все данные выбранной скважины о данных скважины, не знач

ствующей в построении сплайна, вычислялось отклонение результатов аппроксимации от известных в ней значений концентраций $C_{орг}$. Последовательно проделав это для каждой скважины проекта при некотором заданном коэффициенте Scale, мы вычисляли среднеквадратическое значение погрешности аппроксимации. Полученные результаты показаны на рис. 2. Минимальная погрешность аппроксимации получена при Scale = 500. Это значение и было выбрано для построения трехмерных моделей распределения ОВ.

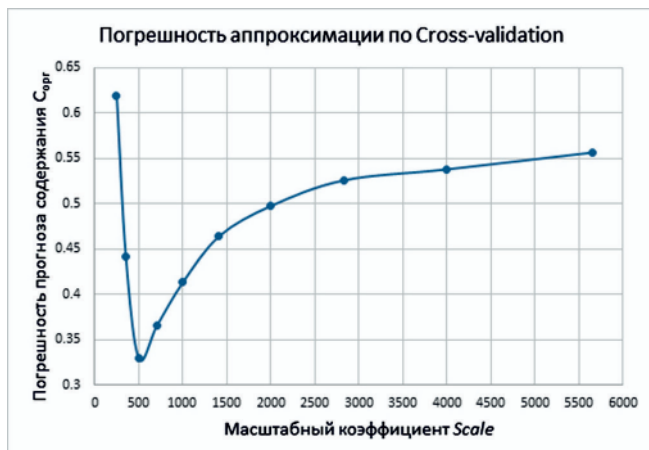


Рис. 2. График среднеквадратической погрешности аппроксимации концентраций $C_{орг}$ в зависимости от масштабного коэффициента пересчета стратиграфической переменной

Отметим, что структурные карты кровли и подошвы баженовской свиты, построенные по данным бурения, позволяют без труда представлять результаты моделирования как в координатах, связанных со стратиграфической позицией точек, так и в евклидовых координатах, связанных с глубинами. Далее результаты приведены в обоих представлениях.

Обсуждение результатов

Трехмерная сплайн-аппроксимация позволила вычислить куб распределения ОВ для баженовской свиты. Строки и столбцы этого куба (ин-лайн и кросс-лайн) соответствуют горизонтальным и вертикальным линиям на карте, а слои – пропорциональным срезам пород баженовской свиты между ее кровлей и подошвой. Расстояние между соседними ячейками вычисленного куба составило 1 км, было сделано 200 пропорциональных сечений. Полученный куб содержаний может быть изображен с помощью различных графических инструментов программы Voxler 3 от Golden Software. Также были созданы модели по заданным сечениям в евклидовом пространстве.

Сечения куба баженовских отложений в плоскостях с разными значениями x_3 представлены на рис. 3. На срезе $x_3 = 0,1$ (на рис. 3 не приведен) в приподошвенной части свиты концентрация $C_{орг}$ на всей территории исследования не превышает

4–5 %. Для среза $x_3 = 0,3$ (см. рис. 3, а) высокие значения (более 14 %) содержаний $C_{орг}$ имеются только на юго-восточной границе области в районе Перилской и Северо-Кальчинской площадей. Эти значения отмечаются у границы области и могут быть объяснены краевым эффектом интерполяции. Для остальной территории характерны содержания 3–10 %. К центральному интервалу свиты ($x_3 = 0,5$, см. рис. 3, б) концентрации $C_{орг}$ заметно (до 10 %) возрастают на востоке и юго-востоке в районе Перилской, Северо-Кальчинской, Салымской и Ендырской площадей. В средней части разреза они достигают 14–16 % на востоке, юго-западе и севере (Салымская, Верхнетюмская и Западно-Ташинская площади). Концентрации $C_{орг}$ повсеместно находятся в пределах 7–11 %, и лишь в районе Северо-Вайской, Зимней, Ташинской и Ханты-Мансийской площадей составляют 4–5 %. В интервале, смещенном к кровле свиты ($x_3 = 0,7$, см. рис. 3, в), происходит локализация повышенных концентраций $C_{орг}$ (до 12–15 %) полосой северо-западного направления с максимальным содержанием $C_{орг}$ до 16–18 % в районе Западно-Ташинской и Восточно-Янлотской площадей. В кровельной части свиты ($x_3 = 0,9$, см. рис. 3, г) концентрации $C_{орг}$ около 7–10 % отмечаются почти на всей территории исследования, за исключением районов Молодежной, Западно-Ташинской, Ташинской, Восточно-Камской, Камской и Куртымской площадей, где они составляют 2–5 %.

Детальный анализ полученного куба по вертикальным сечениям показал, что интервалы с повышенными концентрациями (более 10–15 %) выделяются в виде небольших (от 1–2 до 5–7 м) прослоев, при этом не отмечается закономерностей их прослеживания от скважины к скважине (рис. 4). Эти области высоких концентраций, ограниченные изоурвневой поверхностью $C_{орг} = 15 \%$, образуют мозаичную структуру с преобладанием в средней части разреза свиты.

На рис. 5 модель представлена уже в евклидовом пространстве. Здесь в вертикальных сечениях области моделирования на фоне общего регионального подъема кровли юры отмечается изменение рельефа баженовской свиты с выделением локальных возвышений (Северо-Кальчинская, Западно-Ташинская, Зимняя, Горелая площади).

На представленных сечениях 3D модели видно, что наиболее высокие содержания $C_{орг}$ (12–18 %) характерны для пачки в средней части разреза. В наиболее южной части (верхний срез на рис. 5) в относительно погруженной области свиты отмечаются два уровня с повышенным содержанием $C_{орг}$.

Пример изменения содержаний $C_{орг}$ в горизонтальных сечениях показан на рис. 6. Здесь видно, что картина распределения содержаний ОВ определяется их вертикальной изменчивостью (от наиболее низких значений у подошвы к максимальным

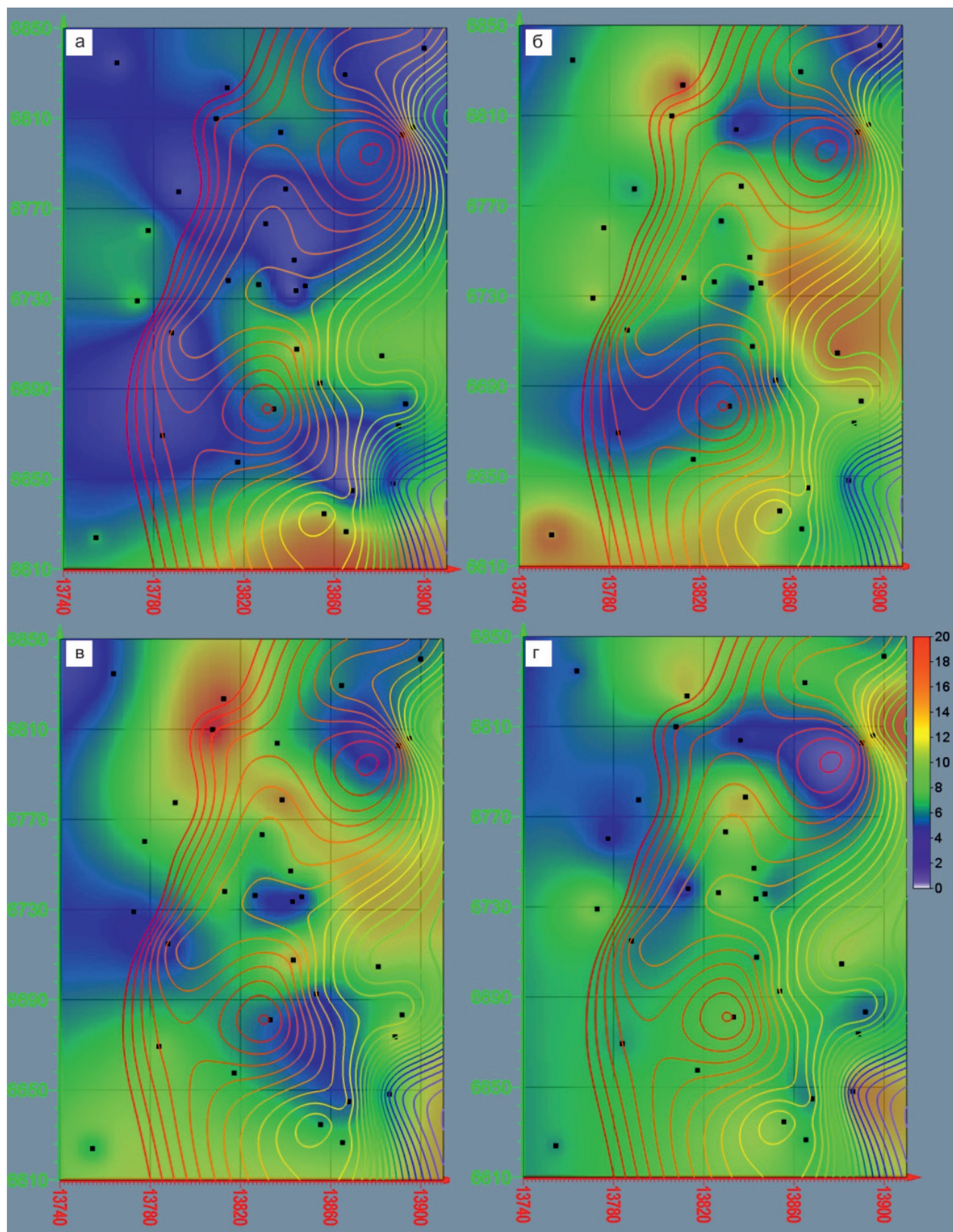


Рис. 3. Процентные содержания $C_{\text{орг}}$ баженовской свиты по пропорциональным срезам между кровлей и подошвой: а – $x_3 = 0,3$, б – $x_3 = 0,5$, в – $x_3 = 0,7$, г – $x_3 = 0,9$ (изолиниями показаны глубины залегания подошвы баженовской свиты)

в центральных частях) во взаимодействии с рельефом границ баженовской свиты.

Выводы

Использование примененного метода интерполяции сплайнами, выраженных через функции

Грина, позволило создать 3D модель распределения $C_{\text{орг}}$ в баженовской свите в зоне сочленения Мансийской синеклизы и Красноленинской мегамоноклизы. Подтверждено (это ранее отмечалось и другими авторами), что ОВ в породах свиты распределено неравномерно как по площади, так и в разрезе.

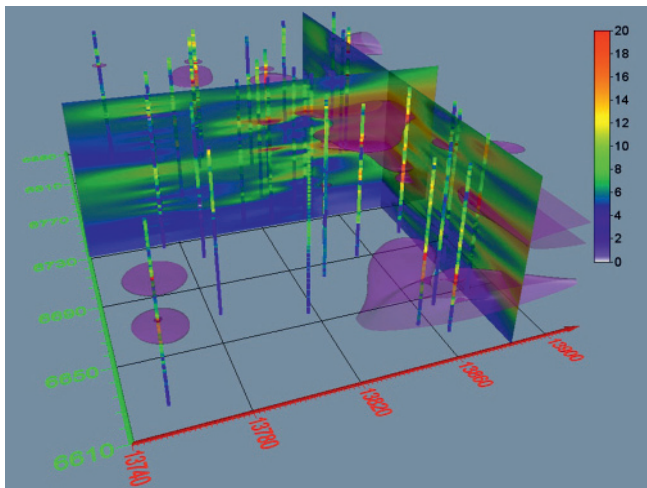


Рис. 4. Вертикальные сечения куба процентных содержания $C_{орг}$ баженовской свиты (сиреневые полупрозрачные области ограничены изоуровневой поверхностью $C_{орг} = 15\%$)

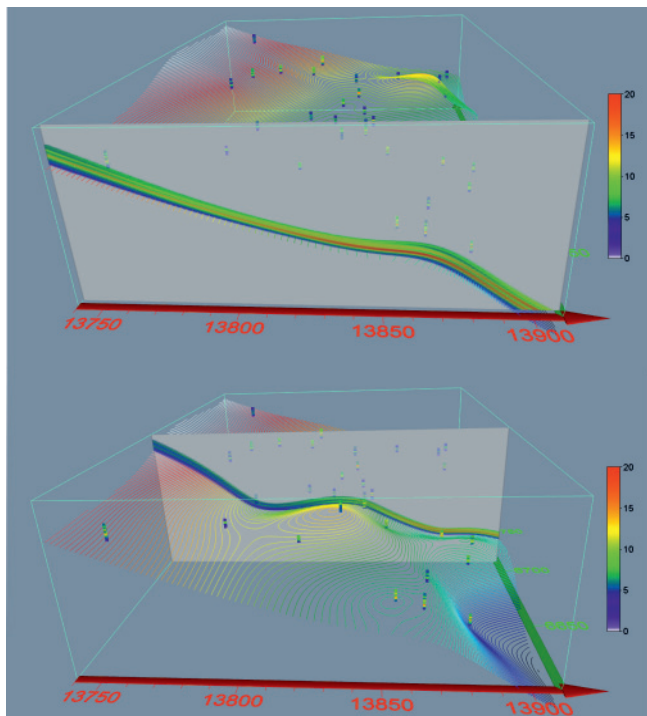


Рис. 5. Распределение $C_{орг}$ в сечении по двум меридиональным направлениям со значением x_1 от 0 до 135 км (изолиниями изображен рельеф подошвы баженовской свиты)

Наиболее богатые по содержанию $C_{орг}$ породы находятся в средней и верхней частях разреза, где средние значения более 8 %. Эти породы развиты в пределах всей территории исследования, за исключением районов, где $C_{орг}$ снижается до 4–6 % (Молодежная, Камская, Ташинская и Фроловская площади в пределах верхнего интервала свиты; Молодежная, Заозерная, Лисорская, Кондинская, Зимняя, Иртышская, Западно-Танягская, Северо-Вайская, Фроловская, Горелая, Ханты-Мансийская – в пределах среднего интервала).

Отложения с максимальными концентрациями $C_{орг}$ более 12 % приурочены к среднему интервалу свиты и развиты полосой с юго-запада (Верхнетюмская площадь) на восток (Перилская, Салымская),

и далее на северо-запад (Турмеевская, Восточно-Янлотская, Западно-Ташинская). На отдельных площадях концентрации достигают 14–25 %.

В нижнем интервале свиты $C_{орг}$ повсеместно снижается до 5–6 %, за исключением юго-восточных (Перилская, Северо-Кальчинская) и центральных (Иртышская) площадей, где в отдельных слоях концентрации достигают 8–12 %. По направлению к подошве баженовских отложений отмечается дальнейшее снижение концентраций $C_{орг}$ (до 2–5 %).

Полученные результаты исследования – трехмерная модель распределения концентраций $C_{орг}$ в интервале баженовской свиты – могут быть использованы при оценке ресурсов и выборе методики прогноза, поиска и разведки скоплений нефти на территории исследования, а примененный метод построения трехмерной модели распределения $C_{орг}$ – в бассейновом моделировании для выявления закономерностей распределения ОВ в породах на всей территории распространения баженовской свиты.

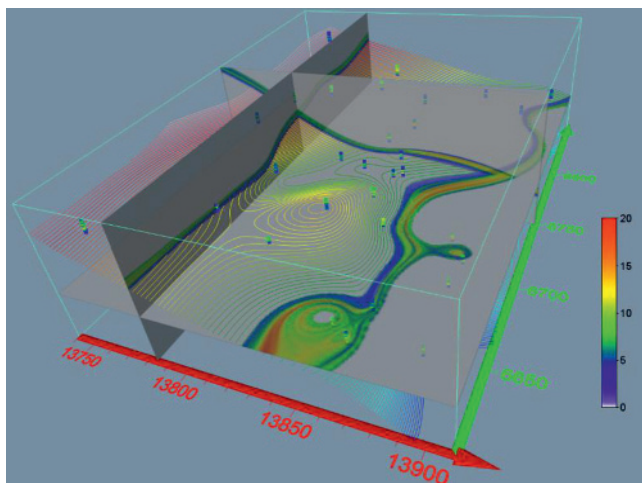


Рис. 6. Содержание $C_{орг}$ в горизонтальном и вертикальном сечениях модели (изолиниями изображен рельеф подошвы баженовской свиты)

Тема исследования соответствует госзадачу ИНГГ СО РАН (проекты FWZZ-2022-0007, FWZZ-2022-0009) государственной программы ФНИ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Василенко В. А.** Слайны: теория, алгоритмы, программы. – Новосибирск: Наука, 1983. – 214 с.
2. **Дюбрул О.** Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных. – EAGE, 2002. – 296 с. – URL: <https://bookree.org/reader?file=486943 pg=13>.
3. **Классификация пород баженовской свиты** / А. Э. Конторович, П. А. Ян, А. Г. Замирайлова и др. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 11. – С. 2034–2043.
4. **Маргинальный фильтр волжско-раннеберриасского Западно-Сибирского морского бассейна и его влияние на распределение осадков** / А. Э. Кон-



торович, Л. М. Бурштейн, Б. Л. Никитенко и др. // Литология и полезные ископаемые. – 2019. – № 3. – С. 199–210.

5. **Палеобиофации** нефтегазоносных волжских и неокотских отложений Западно-Сибирской плиты / С. П. Булынникова, А. В. Гольберт, И. Г. Климова и др. – М.: Недра, 1978. – 86 с. – (Тр. СНИИГГиМС; вып. 248).

6. **Пономарева Е. В.** Геохимия органического углерода в баженовском горизонте Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна: автореф. дис. ... к. г.-м. н. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2021. – 21 с.

7. **Пористость** и нефтенасыщенность пород баженовской свиты / А. Э. Конторович, С. В. Родякин,

Л. М. Бурштейн и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5 – С. 61–73.

8. **Распределение** органического вещества в породах баженовского горизонта / А. Э. Конторович, Е. В. Пономарева, Л. М. Бурштейн и др. // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59, № 3. – С. 357–371.

9. **Тектоническое** строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1832–1845.

3. **Условия** формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты / Ф. Г. Гурари, Э. Я. Вайц, В. Н. Меленевский и др. – М.: Недра, 1988. – 199 с.

© В. В. Лапковский, Е. В. Пономарева, 2022



МЕТОДИКА ВЫДЕЛЕНИЯ И КАРТИРОВАНИЯ ТРАППОВЫХ ТЕЛ ПО СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫМ МАТЕРИАЛАМ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ В ПРЕДЕЛАХ ЗАПАДНОГО СКЛОНА БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ НА ПРИМЕРЕ СРЕДНЕ-НИЖНЕУСОЛЬСКОГО ИНТЕРВАЛА РАЗРЕЗА

А. С. Юнашева, Е. В. Громова, Л. Ю. Беспечная, Е. В. Мосягин

Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

Представлена методика картирования интрузивных тел по сейсморазведочным материалам в пределах западного склона Байкинской антеклизы (Восточная Сибирь) при отсутствии информации по глубокому бурению. Методика основывается на комплексном анализе сейсморазведочных и скважинных данных по сопредельным территориям в совокупности с динамическим и кинематическим анализом. Полученный материал позволил оценить сложность строения трапповых тел и детализировать их структурные особенности в пределах исследуемого участка.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, сейсморазведка, линзовидные трапповые тела, геоакустические скважинные модели, сейсмофациальный анализ, псевдоскорость.

METHODS OF ISOLATION AND MAPPING OF TRAP BODIES BASED ON SEISMIC SURVEY DATA OF EASTERN SIBERIA WITHIN THE WESTERN SLOPE OF THE BAIKIT ANTECLISE ON THE EXAMPLE OF THE MIDDLE-LOWER USOLYE SECTION INTERVAL

A. S. Yunasheva, E. G. Gromova, L. Yu. Bespechnaya, E. V. Mosyagin

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia

The paper presents the mapping technique of intrusive bodies from seismic survey data of Eastern Siberia within the western slope of the Baikite antecline in the absence of information on deep drilling. The technique is based on a comprehensive analysis of seismic and well data from adjacent territories in combination with an amplitude and kinematic analysis. The obtained material made it possible to assess the complexity of the studied area, clarify the structural and tectonic features of the earth model and highlight the boundaries of trap intrusions. Particular attention is given to the distribution of intrusive bodies, their relationship with disjunctive dislocations and their influence on hydrocarbon accumulations.

Keywords: Eastern Siberia, seismic survey, lens trappean bodies, geoacoustic downhole models, seismic facies analysis, pseudovelocitv.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-12s-47-56

Восточная Сибирь – перспективная территория, которая вносит огромный вклад в ресурсную базу Российской Федерации. Ее освоение геологоразведкой традиционно считается сложной задачей, что связано в первую очередь с непростыми сейсмологическими условиями, сложной тектоникой и, как следствие, с наличием широко развитых разрывных нарушений и проявлений траппового магматизма.

По площади трапповый магматизм охватывает платформенные территории в сотни и тысячи квадратных километров [1, 11]. Как известно, на Сибирской платформе он проявился еще в течение перми – раннего триаса, а его распространение, судя по результатам обширного структурного и нефтегазопроискового бурения, затронуло ее осадочный чехол [5, 8] (рис. 1).

До сих пор влияние траппов на формирование залежей и перспективы нефтегазоносности считается неоднозначным, в связи с чем прогноз их распространения в осадочном чехле – актуальная задача [1, 4]. Влияние траппового магматизма на нефтегазоносность, согласно существующим точкам зрения, либо может быть сугубо негативным (разрушение

залежей углеводородов, ухудшение коллекторских свойств вмещающих пород, изменение фазового и химического состава углеводородов), либо может оказывать и положительное воздействие (траппы служат крышками переформированным залежам, ускоряют процесс катагенеза органического вещества (ОВ)) [3, 4, 9, 10].

По результатам обширного структурного и нефтегазопроискового бурения установлены две основные особенности залегания пластовых тел траппов в осадочном чехле Сибирской платформы. В подавляющем большинстве случаев:

1. Траппы только раздвинули осадочные породы (послойные раздвиги), что подтверждается послойной корреляцией осадочных толщ, вмещающих трапповые тела.

2. Интрузивные тела вскрываются скважинами на разных стратиграфических уровнях. Выдержанное их стратиграфическое положение в пределах единого слоя достаточно редко. В естественных обнажениях обычно фиксируется ступенчатый переход траппов по стратиграфическим уровням. Реже наблюдаются полого-секущие контакты пластовых

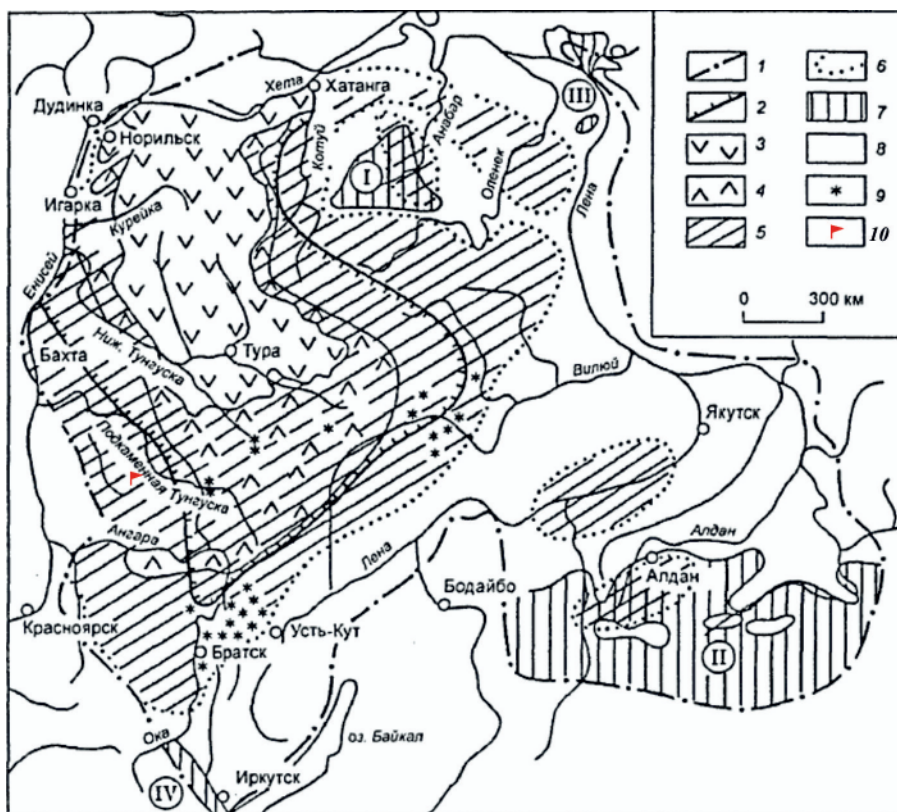


Рис. 1. Схема распространения траппов на Сибирской платформе (М. Л. Лурье, В. Л. Масайтис, 1964) с изменениями и дополнениями (В. В. Золотухин, А. И. Альмухамедов, 1991)

Границы: 1 – Сибирской платформы, 2 – Тунгусской синеклизы; области: 3 – преобладающего развития базальтов, 4 – распространения туфогенных толщ, 5 – развития интрузивных траппов (силлы, дайки); 6 – границы развития интрузивных траппов; 7 – выходы кристаллического фундамента (I – Анабарский щит, II – Алданский щит, III – Оленекское поднятие, IV – Шарыжалгайский выступ); 8 – области развития платформенного чехла (PR₂–MZ); местоположение: 9 – базальтовых трубков взрыва, 10 – района работ

интрузий. Мощность пластовых тел траппов колеблется от первых сантиметров до сотен метров [2].

В результате уплотнения сети глубокого бурения оконтурены области, в разрезе которых вскрыты интрузивные тела значительной мощности. Внедрение их в нижеуольский интервал разреза приводит к разрушению залежи углеводородов, сформировавшейся в объеме осинского горизонта [4].

Цель данной работы – разработать методику выделения и картирования интрузивных тел в интервале галогенно-карбонатного разреза ниже-среднеуольского интервала. При использовании комплексного подхода, включающего скважинную информацию и сейсморазведочные данные, возможно установление истинного положения интрузивных тел. Однако задача усложняется, если изученность территории скважинными методами крайне мала, и тогда необходимо правильно выбрать методику, которая позволит описать геологические условия среды.

Нами рассматривается территория, в пределах которой осинский горизонт представляет собой нефтегазоносным перспективным интервалом, но отсутствуют скважины как носители геологической информации, что усложняет ее детальное изучение. В связи с этим предлагается методика выявления сейсмических образов интрузивных тел на временных разрезах с привлечением динамического/сейсмофациального и кинематического анализа, а также данных по скважинам на сопредельных территориях.

Комплексный подход, предложенный авторами, позволил выделить интрузивные тела для дальнейшего построения геологических моделей

перспективных ловушек углеводородов в ниже-среднеуольском интервале разреза.

Объект исследования

В тектоническом плане исследуемый участок расположен к востоку от складчатой области Енисейского кряжа, что предопределило его сложное тектоническое строение. Из-за высокой заболоченности, сильно пересеченной местности с развитой сетью оврагов, водотоков и наличием отдельных возвышенностей с большой крутизной берегов, склонов и сложного геологического строения, а также из-за отсутствия скважин глубокого бурения изучаемая территория относится к наивысшей категории сложности геологической среды (рис. 2).

По результатам ранее проведенных геологических съемок выяснено, что трапповые тела осложняют не только верхнюю часть разреза, но и осадочный чехол [7]. Разрез кристаллического фундамента и осадочного чехла представляет собой высокоскоростную среду, главными особенностями которой считаются тонкая слоистость и сильная дифференциация разреза в нижекембрийских, вендских и рифейских отложениях, связанная с присутствием солей и внедрением траппов.

Объектом исследования и картирования траппов является ниже-среднеуольский интервал разреза: осинский горизонт – подосинские соли. Горизонт признается одним из основных нефтегазоносных перспективных интервалов в регионе. Он сложен неравномерно кавернозными и трещинными доломитами (реликтово-водорослевыми, ангидритистыми, галитистыми), известняками долами-

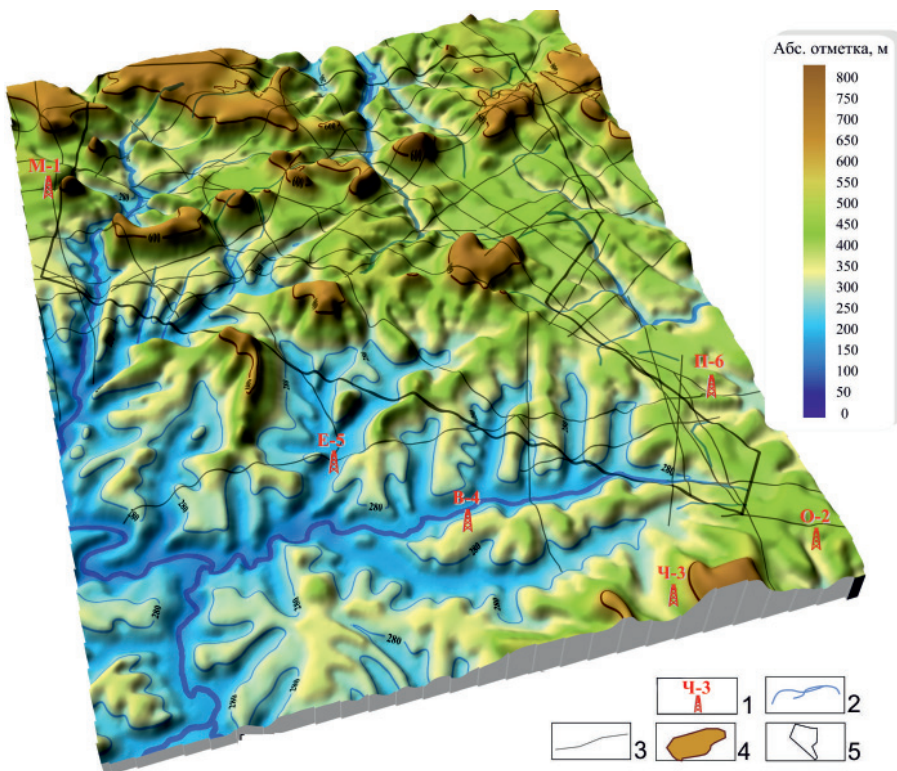


Рис. 2. Схема рельефа исследуемой площади и сопредельных территорий

1 – скважина глубокого бурения; 2 – гидросеть; 3 – сейсморазведочные профили МОГТ 2D; 4 – интрузии Кузьмовского комплекса раннетриасового возраста (T₁kz); 5 – контур участка работ

тистыми с прослоями глинистых доломитов; его мощность изменяется от 76 до 125 м, а подосинских интрузий – от 38 до 105 м.

Методика полевых исследований и обработки материалов МОГТ-2D

Полевые сейсморазведочные работы выполнены методом ОГТ-2D с использованием группы из четырех импульсных электромагнитных источников «Енисей СЭМ-100» (количество накоплений 6 и более) для возбуждения упругих колебаний волн. Система наблюдения (расстояние между пунктами возбуждения (ПВ) и пунктами приема (ПП) по 50 м, максимальные удаления источник – приемник до 4000 м) обеспечила кратность 80 трасс при бине 25 м.

На первичных сейсмограммах исследуемого участка регистрируется сложная волновая картина, что типично для этой территории и обусловлено прежде всего резко неоднородным блоковым строением верхней части разреза (ВЧР). Помимо большой потери энергии сейсмических волн такое строение ВЧР является причиной существенных временных задержек прохождения волн и высокого фона поверхностных волн-помех, часто полностью перекрывающих полезные отраженные сигналы.

Обработка данных выполнена с использованием современного ПО Geovation (CGG). Особое внимание уделено учету ВЧР, корректному подавлению помех во всем интервале частот и поверхностно-согласованным процедурам. Построение модели ВЧР выполнялось с использованием первых вступлений преломленных волн методом томографии, статические поправки рассчитывались до линии приведе-

ния 600 м со скоростью замещения 5000 м/с. Для подавления нерегулярных высокоамплитудных помех применялась медианная частотно-зависимая фильтрация по сейсмограммам в различных сортировках общего пункта взрыва (ОПВ), общего пункта приема (ОПП) и общей глубинной точки (ОГТ). Ввиду редкого шага по ПВ и ПП перед фильтрацией регулярных помех данные уплотнялись интерполяцией, что позволило увеличить пространственную дискретизацию волн-помех для более эффективного их подавления. Подбор оптимальных параметров деконволюции осуществлялся с учетом соотношения сигнал/помеха и ширины спектра на результирующих данных [6], что обеспечило расширение спектра сейсмической записи в сторону как высоких, так и низких частот. Перед миграцией выполнялась регуляризация для частичной компенсации пропусков данных и пересчета данных на регулярную сетку удалений. Уточнение миграционных скоростей с последующей перемиграцией и дальнейшей переменной по времени коррекцией остаточных фазовых сдвигов, позволила добиться полного спрямления годографов отраженных волн на окончательных сейсмограммах. В результате обработки получены временные разрезы с уверенной прослеживаемостью отражающих горизонтов (ОГ) в широком диапазоне частот.

Методика выделения и картирования интрузивных тел

Ввиду отсутствия скважин глубокого бурения сейсмологическая характеристика разреза осадочного чехла изучалась на основании материалов сейсморазведочных работ МОГТ-2D и скважин

глубокого бурения на сопредельных территориях, которые расположены вблизи сейморазведочных профилей, выходящих за контуры площади исследования.

Для стратификации волновой картины интервала разреза, соответствующего осинскому горизонту, необходимо перевести геологическую информацию по скважинам в синтетическую волновую картину и сравнить ее с реальным рисунком сейсмической записи временных разрезов. Этот процесс придаст геологический оттенок части временного разреза, отождествленного с ниже-среднеусольским интервалом.

Методика выделения и картирования траппов включает несколько этапов:

1. Построение геологической модели по скважинам с сопредельных территорий.
2. Моделирование геоакустическое одномерное/двумерное и сравнительный анализ реального и синтетического рисунка сейсмической записи.
3. Динамический и сейсмофациальный анализ как способ латерального картирования траппов.

На первом этапе при визуальном анализе скважинной информации была построена геологическая модель ниже-среднеусольского и верхневендского подкомплексов (рис. 3). По ее результатам выделены четыре типа разрезов в зависимости от положения интрузии в ниже-среднеусольском интервале (сверху вниз). Классификация разрезов проведена по данным промыслово-геофизических исследова-

ний скважин (ПГИС) и кернавого материала (см. рис. 3). Использовалась информация по шести скважинам, расположенным на сопредельных территориях, и анализировался рисунок сейсмической записи (фрагмент временного разреза) в районе каждой скважины.

В ходе второго этапа по скважинам были построены геоакустические модели, позволившие получить синтетические образы типов разрезов.

Подробно охарактеризуем типы разрезов.

I. Интрузия «вытеснила полностью» подосинские соли (рис. 4).

На первой геоакустической модели видно, что скорость продольной волны в трапповом теле меньше, чем во вмещающих его карбонатных породах. На синтетическом и реальном рисунках сейсмической записи в кровле траппа формируется отрицательный экстремум (переход от высокоскоростных пород к низкоскоростным), а в его подошве – положительный (переход от низкоскоростных пород к высокоскоростным).

II. Интрузия (трапп) «вытеснила» подосинские соли в верхней части нижеусольской подсвиты (рис. 5).

Скоростные вариации складываются следующим образом: скорость продольной волны в трапповом теле меньше, чем в перекрывающих его карбонатных породах. На синтетическом и реальном рисунках сейсмической записи в кровле траппа формируется отрицательный экстремум,

Тип разреза	Положение интрузии в разрезе (сверху вниз)	Скважина
I	Осинский горизонт (ОГ А) → трапп (ОГ Тр / АБ) → тэтэрская свита (ОГ Б)	М-1
II	Осинский горизонт (ОГ А) → трапп (ОГ Тр/АБ) → соль → тэтэрская свита (ОГ Б)	Е-5
III	Осинский горизонт → соль (ОГ АБ) → трапп (ОГ Тр) → соль (ОГ АБ) → тэтэрская свита (ОГ Б)	Ч-3, В-4, П-6
IV	Осинский горизонт (ОГ А) → соль (ОГ АБ) → тэтэрская свита (ОГ Б)	О-2

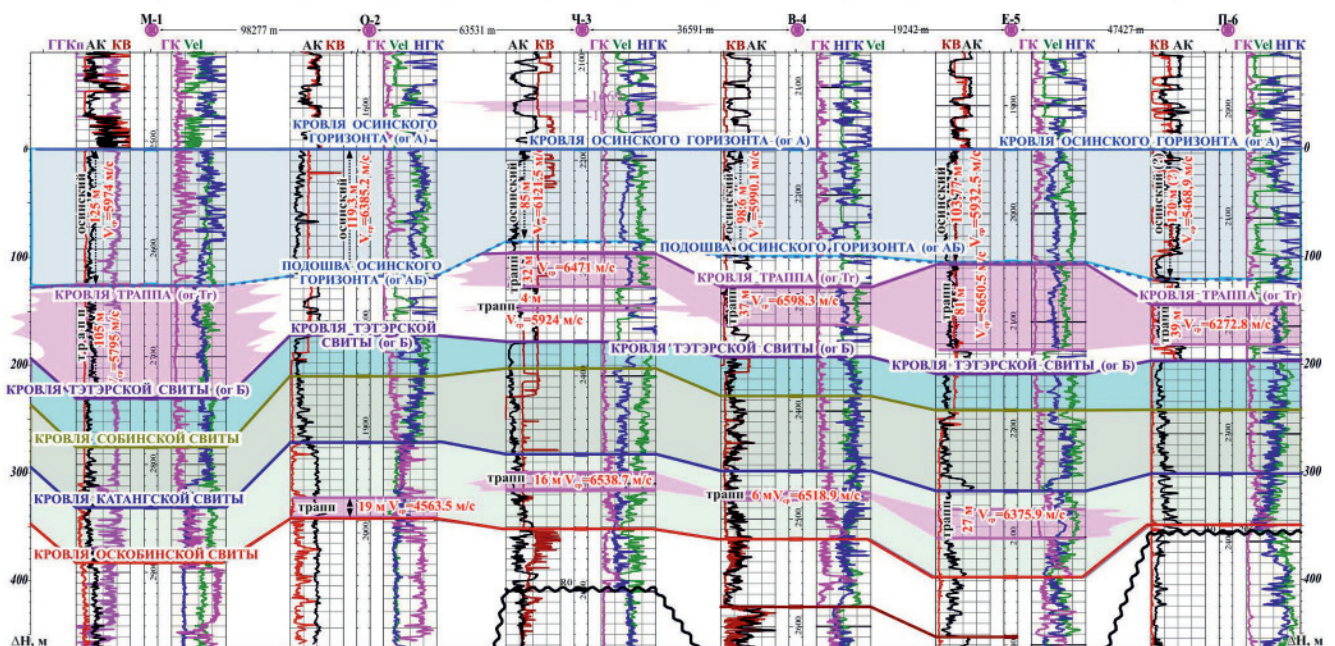


Рис. 3. Схематичная геологическая модель по скважинам (палеовариант) и типы ниже-среднеусольского – верхневендского интервала

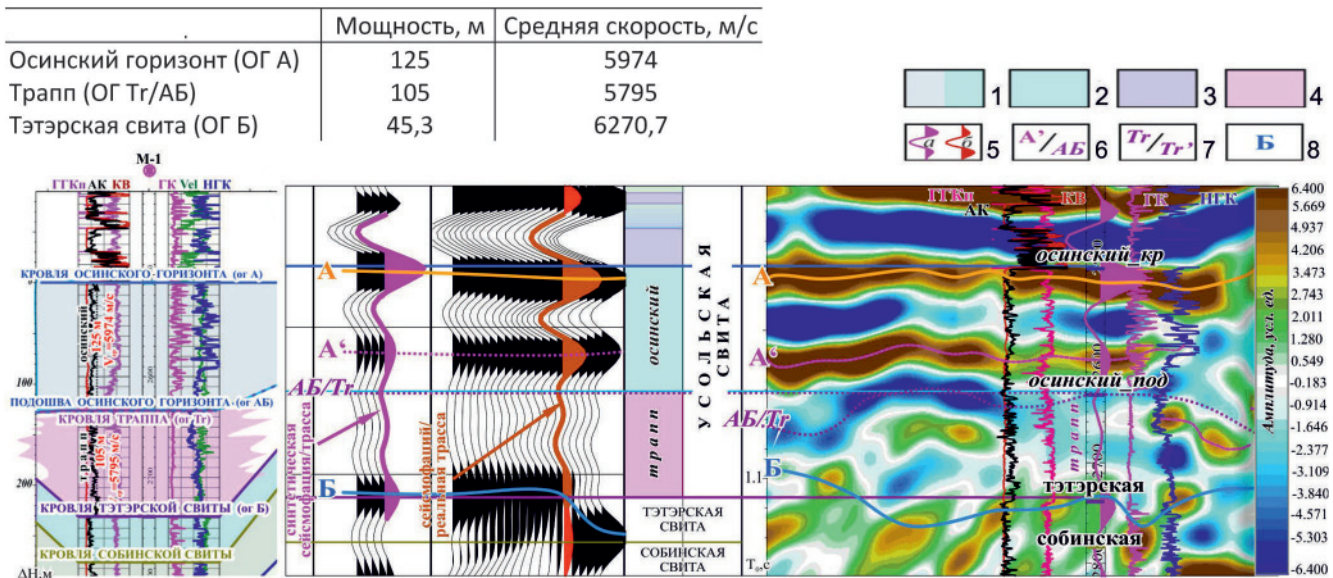


Рис. 4. Геологическая и геоакустическая одномерная модели по скв. М-1, ее сейсмический образ на временном разрезе по фрагменту профиля и количественная оценка разреза

1 – карбонатные породы; 2 – карбонатно-терригенные породы; 3 – соль; 4 – интрузивные породы; 5 – трассы синтетическая (а) и реальная (б); 6 – границы осинского интервала (ОГ А – внутренняя граница / АБ – подошва осинского горизонта); 7 – Tr – кровля траппа / Tr’ – подошва траппа; 8 – основные ОГ

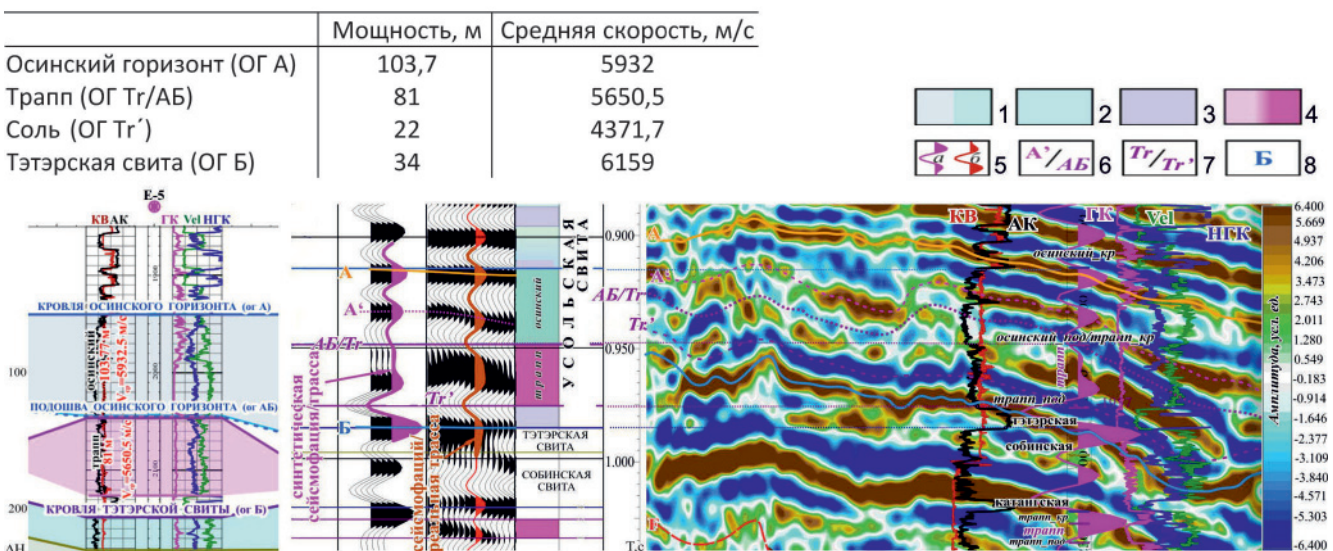


Рис. 5. Геологическая и геоакустическая одномерная модели по скв. Е-5, ее сейсмический образ на временном разрезе по фрагменту профиля и количественная оценка разреза

1 – карбонатные породы; 2 – карбонатно-терригенные породы; 3 – соль; 4 – интрузивные породы; 5 – трассы синтетическая (а) и реальная (б); 6 – границы осинского интервала (ОГ А’ – внутренняя граница / АБ – подошва осинского горизонта); 7 – Tr – кровля траппа / Tr’ – подошва траппа; 8 – основные ОГ

как и в его подошве, поскольку скорость продольной волны в подстилающих его солях ниже, чем в траппе.

III. Интрузия (трапп) «располагается» в средней части нижнеусольской подсвиты, между соленосными пачками (рис. 6).

Интрузивное тело находится внутри соленосного горизонта: соль расположена выше и ниже траппа. Скорость продольной волны в интрузивном теле больше, чем во вмещающих его солях. На синтетическом и реальном рисунках сейсмической записи в кровле соленосных горизонтов формируются отрицательные экстремумы сейсмической записи

(переход от высокоскоростных пород к низкоскоростным: карбонат – соль), а в их подошве, которая является одновременно и кровлей высокоскоростного слоя (трапп и карбонатные породы тэтэрской свиты) – положительные экстремумы. Эти границы являются акустически контрастными.

IV. Интрузия (трапп) отсутствует в разрезе средне-нижнеусольского интервала (рис. 7).

В разрезе этого типа в подосинских солях не содержится трапповых тел, он соответствует достаточно простому рисунку сейсмической записи.

В кровле карбонатных пород, слагающих осинский горизонт, формируется положительный

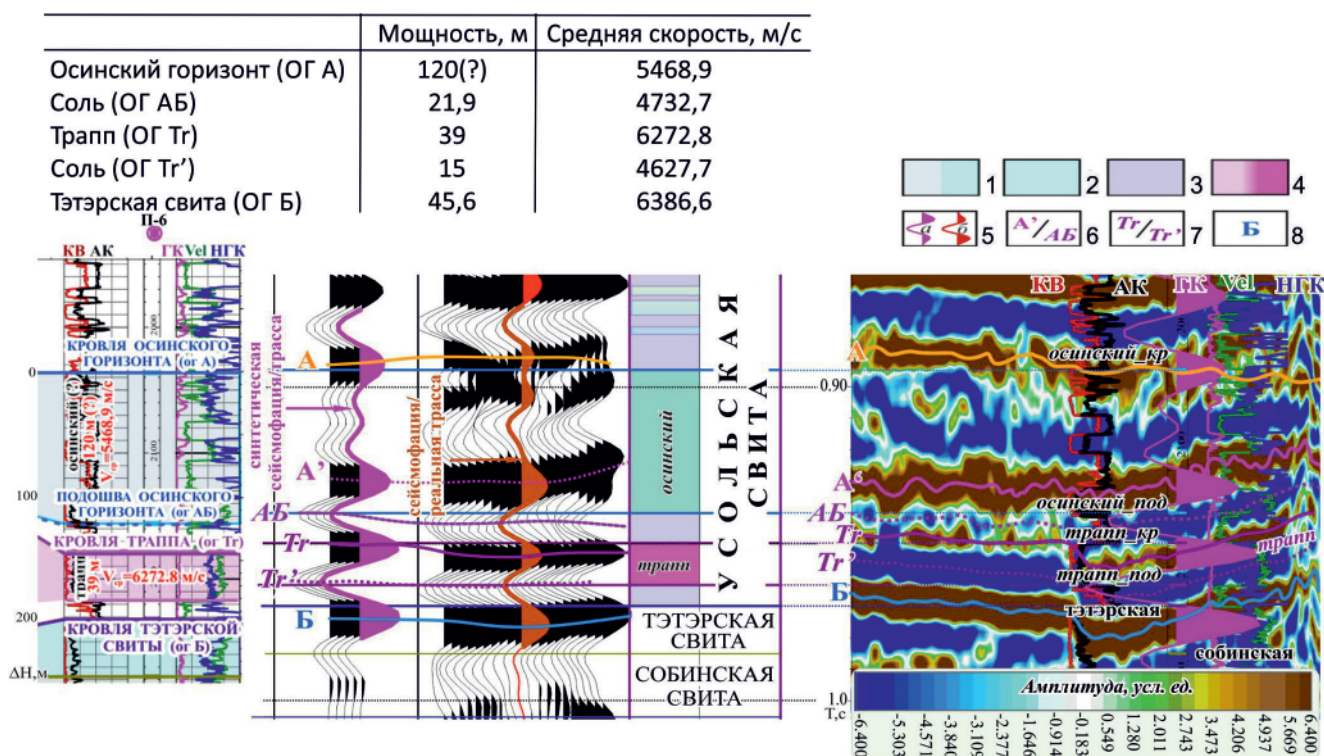


Рис. 6. Геологическая и геоакустическая одномерная модели по скв. П-6, ее сейсмический образ на временном разрезе по фрагменту профиля и количественная оценка разреза

Усл. обозн. см. на рис. 5

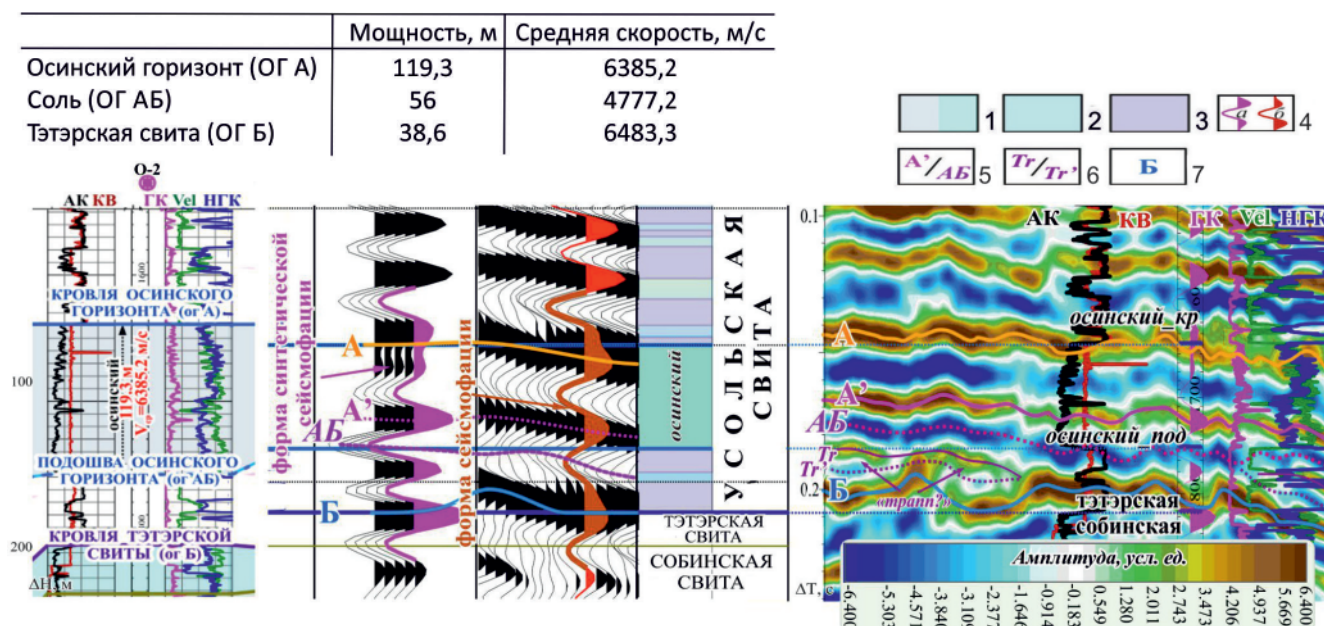


Рис. 7. Геологическая и геоакустическая одномерная модели по скв. О-2 и ее сейсмический образ на временном разрезе по фрагменту профиля

1 – карбонатные породы; 2 – карбонатно-терригенные породы; 3 – соль; 4 – трассы синтегическая (а) и реальная (б); 5 – границы осинского интервала (ОГ А' – внутренняя граница/АБ – подошва осинского горизонта); 6 – Tr – кровля траппа/Tr' – подошва траппа; 7 – основные ОГ

высокоамплитудный экстремум. Он образуется на акустически контрастной границе, выше которой залегают низкоскоростные горизонты соли усольской свиты, ниже ее – высокоскоростная карбонатная толща. На границе, соответствующей подошве осинского горизонта и одновременно кровле

подосинских солей (переход от высокоскоростной толщи к низкоскоростным пластам), формируется отрицательный экстремум. Ниже по разрезу при переходе от подосинских солей к карбонатным породам тэтэрской свиты образуется положительный экстремум сейсмической записи вследствие значи-

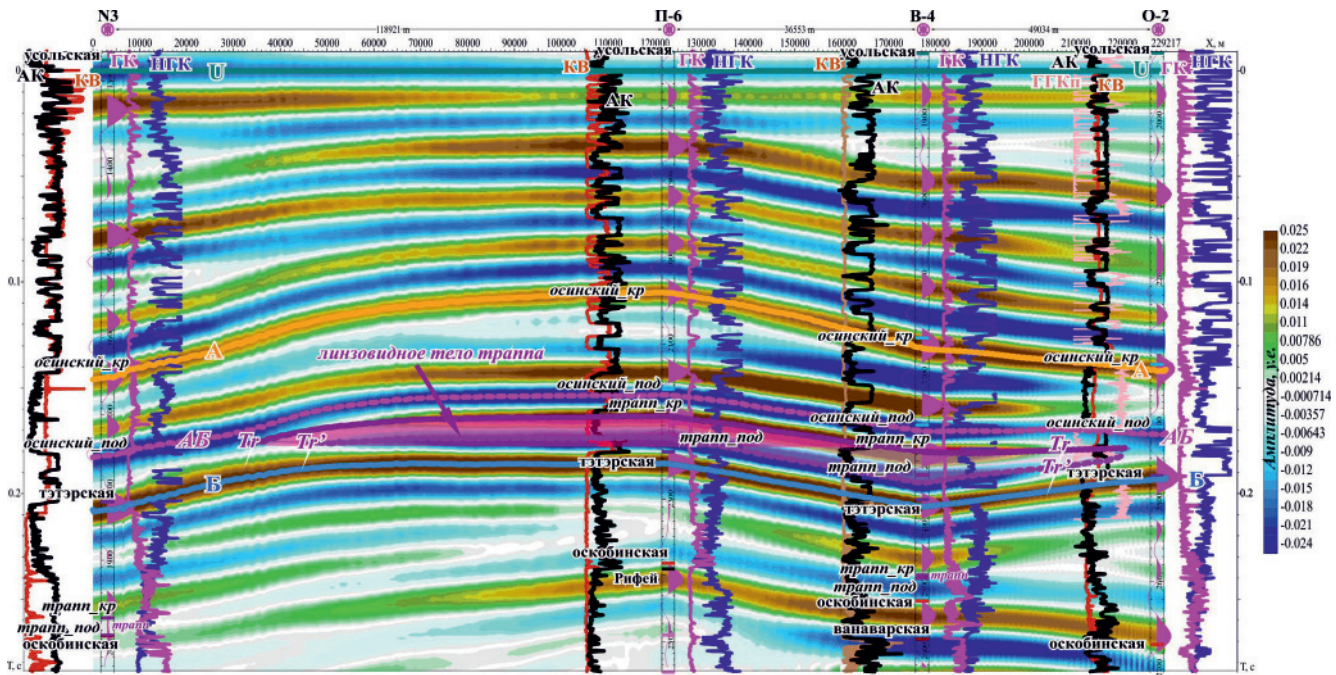


Рис. 8. Временной синтетический палеоразрез по профилю через скважины

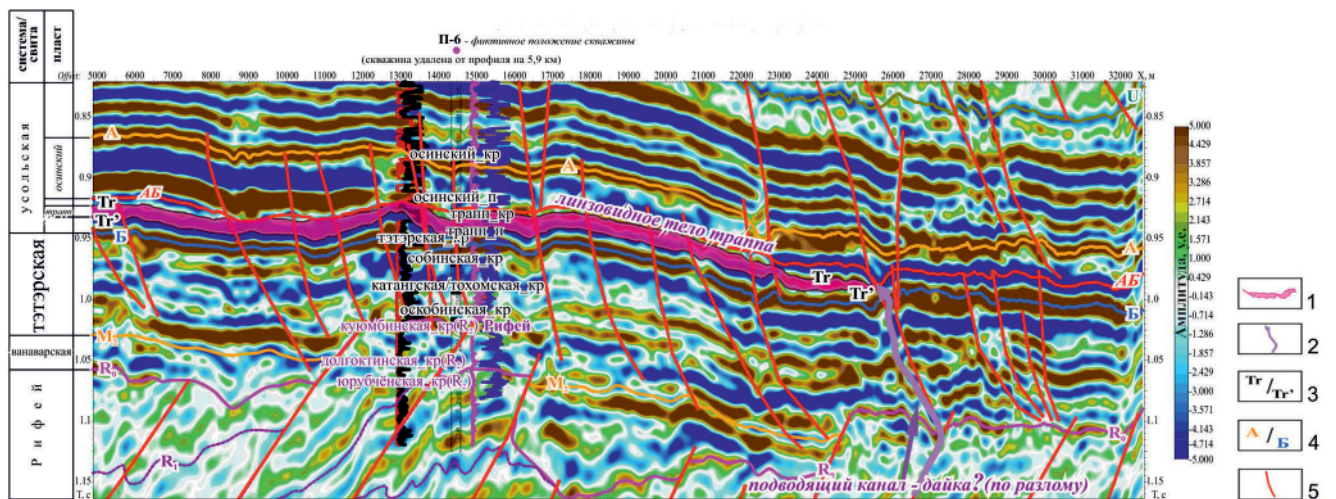


Рис. 9. Временной разрез по фрагменту профиля с отражающими горизонтами и линзовидным трапповым телом
 1 – линзовидное тело траппа; 2 – подводящий канал-дайка (?); 3 – трапп: Tr – кровля / Tr' – подошва; 4 – основные ОГ; 5 – разрывные нарушения

тельного превышения скорости в отложениях этой свиты (переход от низкоскоростных пород к высокоскоростным).

На этапе двумерного моделирования были получены синтетические образы каждого выделенного типа разреза для их дальнейшего отождествления с реальными волновыми картинами (рис. 8). При визуальном сравнении синтетических и временных разрезов (рис. 9) хорошо видно, что на площади исследования в основном присутствуют линзовидные трапповые тела

На рис. 9 в волновом поле временного разреза отмечаются области крутого падения осей синфазности в краевой части линзовидного тела (ОГ Tr – кровля, ОГ Tr' – подошва), которые предположительно соответствуют подводящим каналам (дайкам), сформировавшимся над тектониче-

скими нарушениями, выявленными в рифейском комплексе.

В волновом поле временного разреза хорошо видно изменение рисунка сейсмической записи и его динамических параметров в зависимости от физических свойств траппового тела, которое находится в соленосных отложениях, подстилающих породы осинского горизонта (ОГ А – кровля, ОГ АБ – подошва). Кроме того, заметно, что при увеличении частоты временного разреза достаточно трудно отделить сейсмический отклик траппового тела от карбонатных прослоев в подосинских солях. Значения скорости продольной волны в карбонатных и интрузивных породах больше, чем во вмещающих их солях, поэтому в кровле карбонатных прослоев, так же как и в кровле траппового тела, формируется положительный экстремум, а в подошве – от-

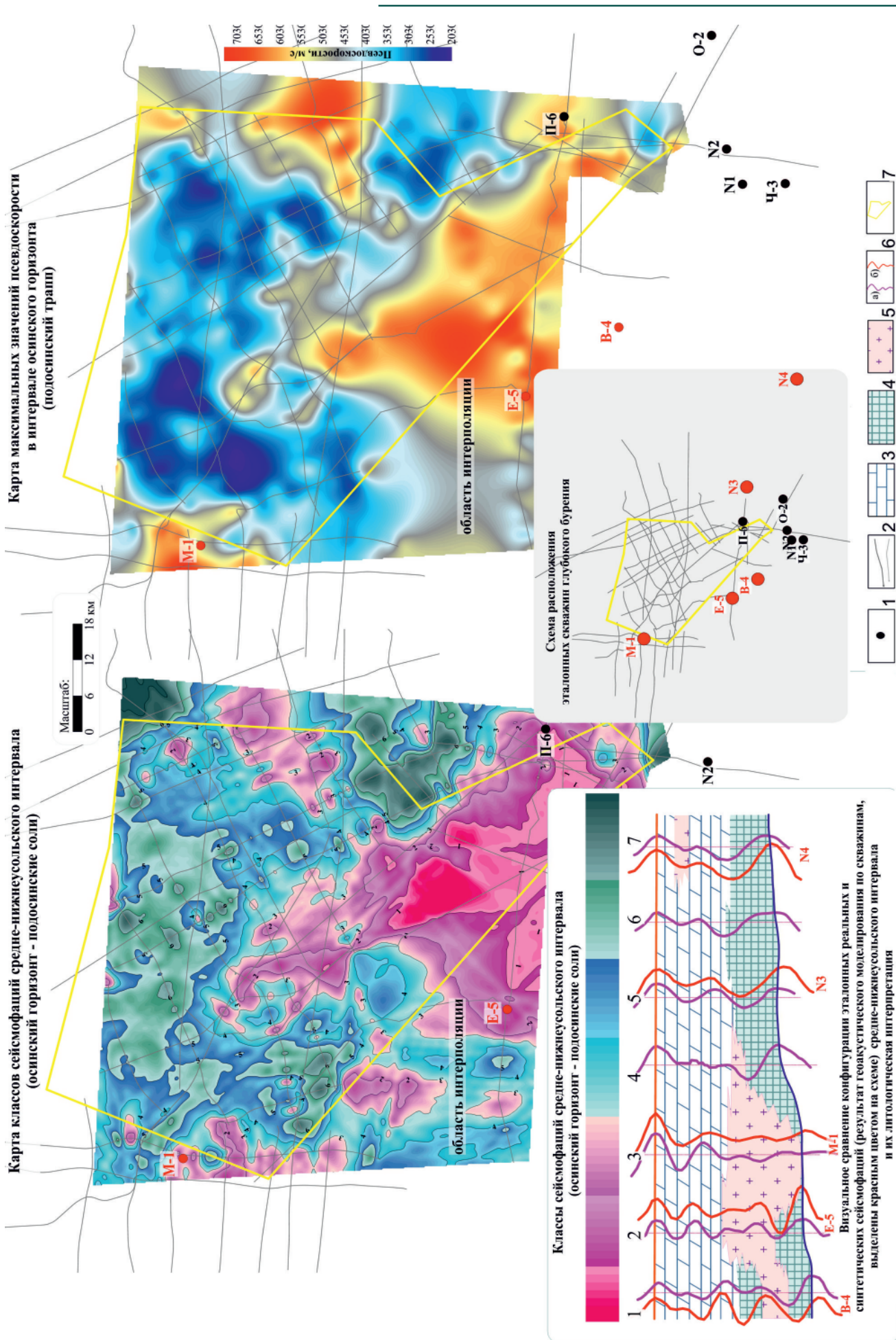


Рис. 10. Результат выявления интрузий в средне-нижнеусольском интервале разреза и латеральное их картирование
1 – скважины глубокого бурения; 2 – сейсморазведочные профили МОГТ 2D; 3 – карбонатная порода; 4 – соль; 5 – интрузии/трапп; 6 – форма сейсмофации: а – реальная, б – синтетическая; 7 – контур участка

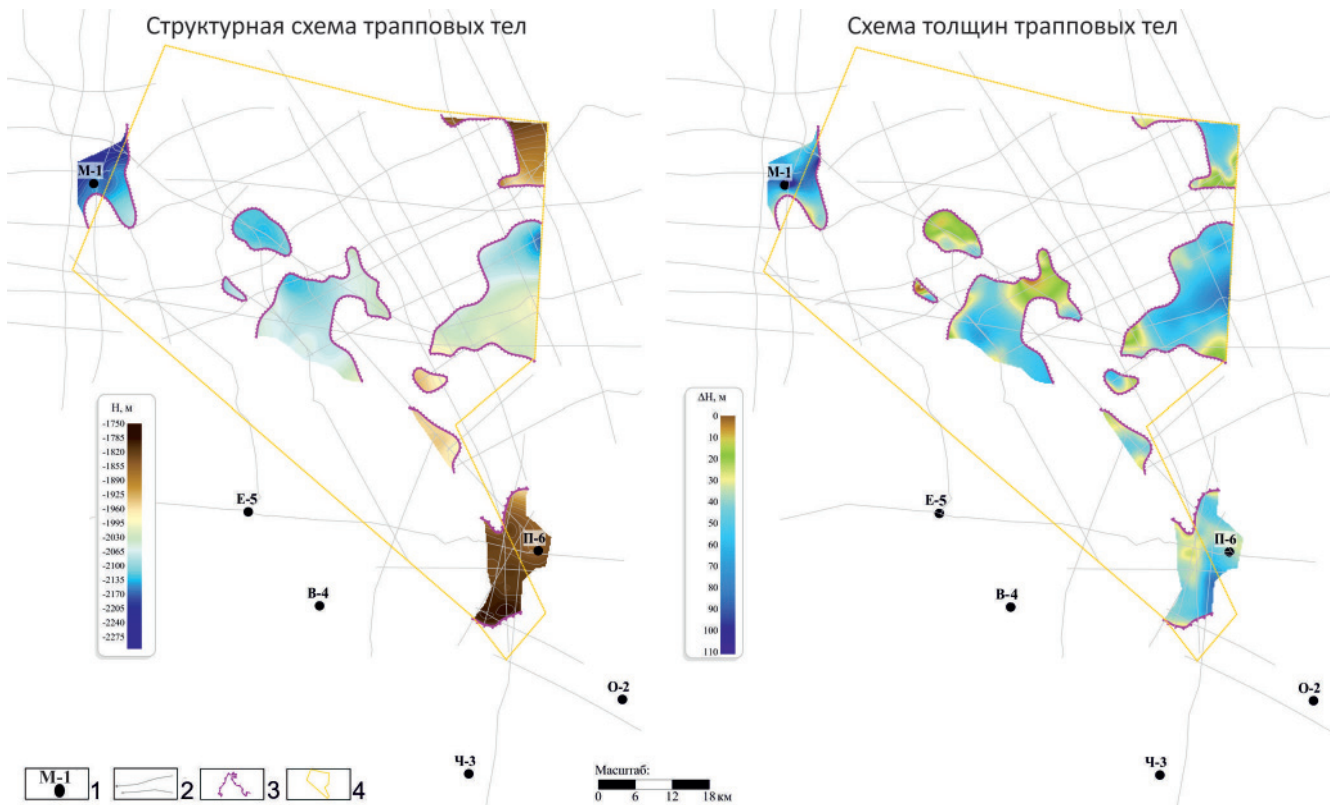


Рис. 11. Структурные особенности траппа на площади исследования

1 – скважины глубокого бурения; 2 – сейсморазведочные профили МОГТ 2D; 3 – линия выклинивания долеритов/ интрузии (зубцы направлены в сторону выклинивания); 4 – контур участка

рицательный. Однако необходимо отметить, что динамическая выразительность «карбонатного» положительного экстремума несколько ниже, чем значение амплитуд положительного отражения, соответствующего кровле траппового тела. Это объясняется меньшей мощностью карбонатного прослоя, в котором значения скорости продольной волны немного меньше, чем в интервале траппа.

Результатом этапа моделирования стало отождествление реального рисунка сейсмической записи (временные разрезы) с типами геологических разрезов на ниже-среднеусольском интервале по эталонным скважинам.

Задача третьего этапа сводится к латеральному картированию выявленных типов разрезов исследуемого интервала на площади исследования. Это процесс выполнен в программном модуле Stratimagic.

Входными условиями для расчета сейсмофаций были следующие параметры: четыре класса сейсмофаций (количество выбрано на основании результатов одномерного моделирования) и семь сейсмофаций, которые обоснованы функцией интерпретационного пакета Stratimagic, а также временной интервал исследования А–10 мс – Б+5 мс.

Результатом сейсмофациального анализа стала карта классов сейсмофаций (рис. 10), на которой

выделены области развития интрузивных тел на исследуемой территории.

Для уточнения области развития трапповых тел использовались разрезы псевдоскорости, рассчитанные в интерпретационном пакете KINGDOM в окне 0,7–1,2 с, которое охватывает ниже-среднеусольский – верхневендский интервал. По разрезам псевдоскорости снимались максимальные значения атрибута в окне, которое соответствует нижеусольскому подкомплексу (подосинские соли и подосинский трапп). Далее строилась сеточная функция с регулярным шагом и по карте максимальных значений псевдоскорости в исследуемом интервале конкретизировались границы распространения траппа (см. рис. 10).

В итоге построены схемы кровли траппового тела и его мощности (рис. 11). Выявленные зоны отсутствия траппа могут быть перспективны на поиск углеводородов в осинском горизонте.

Выводы

Предложенная методика комплексирования динамического/сейсмофациального и кинематического анализа сейсморазведочных и скважинных данных позволила выявить интрузивные тела в волновом поле временных разрезов и закартировать их

на исследуемой площади в соленосно-карбонатном интервале геологического разреза.

Выявление подосинских интрузивных тел значительной мощности дало возможность скорректировать границы перспективных на УВ объектов в осинском горизонте, так как наличие таких тел может свидетельствовать о разрушении залежи углеводородов (пример такой геологической ситуации – скв. М-1).

Методика, описанная в статье, может быть использована в схожих геологических условиях на Сибирской платформе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Анализ** возможности картирования интрузивных тел по данным сейсморазведки в Восточной Сибири (на примере Мунтульского участка) / С. В. Котова, Г. Д. Уклова, Е. Г. Келлер, И. В. Литаврин // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2015. – № 3. – С. 82–88.
2. **Влияние** интрузивных траппов на нефтегазоносность палеозойских отложений Сибирской платформы / А. Э. Конторович, Н. В. Мельников, В. С. Старосельцев, А. В. Хоменко // Геология и геофизика. – 1987. – № 5. – С. 14–20.
3. **Вожов В. И., Кузьмин С. П., Букаты М. Б.** О возможности локализации углеводородных залежей под интрузивными траппами // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1981. – С. 87–94.
4. **Гажула С. В.** Особенности траппового магматизма в связи с условиями нефтегазоносности Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3, № 1. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/10_2008.pdf.
5. **Геология** нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
6. **Гогоненков Г. Н., Кравцов Б. Я.** Выбор регулируемых параметров при корректирующей деконволюции // Прикладная геофизика. – 1976. – Вып. 71. – С. 3–45.
7. **Конторович А. Э., Мельников Н. В., Старосельцев В. С.** Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1975. – С. 4–21.
8. **Медведев А. Я.** Пермотриасовый вулканизм Северо-Азиатского кратона (Западно-Сибирская плита и Тунгусская синеклиза: геохимия, петрология и геодинамика): автореф. дис. ... д. г.-м. н. – Иркутск: Институт геохимии СО РАН, 2004. – 32 с.
9. **Старосельцев В. С.** Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений. – М.: Недра. 1989. – 259 с.
10. **Трапповый** магматизм древних платформ в связи с нефтегазоносностью / Г. П. Вдовыкин, Ю. Г. Такаев, В. А. Зорькина и др. // Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. – М.: ВИЭМС, 1983. – 40 с.
11. **Шиловский А. П.** Влияние траппового магматизма на создание нефтегазовых залежей // SOCAR Proceedings. Special Issue. – 2021. – №. 2. – С. 36–40.

© А. С. Юнашева, Е. В. Громова,
Л. Ю. Беспечная, Е. В. Мосягин, 2022



КОНЦЕПЦИЯ ПРОГНОЗА ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Г. М. Тригубович¹, М. А. Данилова², Р. Р. Валеев²

¹ЕМ-разведка, Новосибирск, Россия; ²Верхнечонскнефтегаз, Иркутск, Россия

С учетом особенностей геологического строения и характера отражения водоносных коллекторов в геофизических полях сформированы критерии поиска подземных вод в геологических условиях Восточной Сибири. В состав поискового комплекса входят аэрогеофизические информационные каналы и площадные данные электроразведки ЗСБ. Рассмотрен важный этап интерпретации геофизики с учетом геологического строения, гидрогеологических условий и результатов структурно-гидрогеологического анализа территории.

Ключевые слова: нефтепромысел, подземные воды, дебит, структурно-гидрогеологический анализ, аэрогеофизика, электроразведка ЗСБ, электрическая проводимость, вызванная поляризация.

CONCEPT OF GROUNDWATER FORECASTING AT OIL FIELDS OF EASTERN SIBERIA

G. M. Trigubovich¹, M. A. Danilova², R. R. Valeev²

¹EM-razvedka, Novosibirsk, Russia; ²Verkhnechonskneftegaz, Irkutsk, Russia

Taking into account the peculiarities of geological structure and reflection character of aquifers in geophysical fields, the prospecting criteria for ground waters in geological conditions of East Siberia are formed. The structure of prospecting complex includes an airborne geophysical information channels and areal data of electric exploration using near-field time-domain electromagnetic sounding. The important stage of interpretation of geophysics is considered with regard to geological structure, geohydrological conditions and results of structural and geohydrological analysis of the territory.

Keywords: oilfield, ground waters, discharge, structural and geohydrological analysis, airborne geophysics, electric exploration by near-field time-domain electromagnetic sounding, current conduction, induced polarization.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-12s-57-64

Сибирь и Дальний Восток обладают огромными ресурсами пресных подземных вод. Прогнозные ресурсы подземных вод только Западной Сибири составляют более 65 000 тыс. м³/сут при сегодняшнем потреблении около 1500 тыс. м³/сут, а ресурсы Восточной Сибири, по некоторым оценкам, даже превышают их. Лидерами являются Красноярский край, Бурятия, Иркутская область, Якутия; на Дальнем Востоке – Хабаровский и Приморский края, Сахалинская, Амурская области и Камчатка.

При этом гидрогеологические условия северных районов Восточной Сибири классифицируются как сложные, отличаются прерывистым или сплошным распространением многолетнемерзлых пород (ММП) мощностью до 200 м, присутствием в разрезе сероводородных вод, а также непростыми геологическими условиями (разломная тектоника, складчатость, наличие траппов). Учитывая, что крупные реки в регионе редки, единственным вариантом водоснабжения нефтяных месторождений часто служат только подземные воды.

Для работы нефтепромысла потребности в воде значительны и оцениваются в несколько тысяч м³/сут, большая часть идет на систему поддержания пластового давления. При постановке поисковых работ на воду не всегда выполняются геофизические работы, основным источником ин-

формации становятся бурение и исследование гидрогеологических скважин. Таким образом, на этапе оценки запасов подземных вод имеются лишь точечные сведения по каротажным и опытно-фильтрационным работам, а верхняя часть разреза оказывается неизученной, несмотря на то что покрыта плотной сеткой сейсмо- и электроразведочных работ, выполненных в рамках поисков углеводородов. Обычно при бурении нефтяных скважин эта часть разреза также не изучается с должным вниманием, так как основные объекты поиска находятся значительно ниже. В связи с этим при построении гидрогеологической модели месторождения подземных вод приходится идти на ряд допущений, что приводит к значительным погрешностям при оценке параметров. Кроме того, для снятия неопределенностей возникает потребность в проведении крупномасштабных опытно-фильтрационных работ (ОФР) уже на этапе эксплуатации месторождения, а это мероприятие технически сложное, поскольку невозможно остановить производственный процесс и создать оптимальные условия для откачки [3, 11].

Опыт работы на нефтяных месторождениях Восточной Сибири показывает, что при постановке гидрогеологических работ успешно применение площадной электроразведки ЗСБ (зондирование



становлением поля в ближней зоне) в комплексе с аэрогеофизической съемкой и другими методами, которые освещены в работе [7]. Благодаря исследованиям, выполненным на Среднеботуобинском месторождении, получено представление о строении верхней части разреза, составлен прогноз распространения пресных и минерализованных вод, определены районы развития талых и мерзлых пород. Эффективность предложенного подхода подтверждена результатами бурения 17 гидрогеологических скважин с дебитами до $578 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Как показывает практика, для эффективного изучения значительных и, как правило, труднодоступных территорий рационально выполнять гидрогеологические исследования в два этапа: на первом – комплексная низкопрофильная аэрогеофизика, на втором – наземная детализация наиболее перспективных участков.

Важным этапом обработки данных площадной геофизики является комплексирование с данными по геологическому строению, гидрогеологическим условиям и структурно-гидрогеологическим анализом [9], поскольку без понимания строения территории геофизическая информация может быть интерпретирована неверно.

Постановка задачи

Первый этап – комплексная аэрогеофизическая съемка м-ба 1:25 000, включающая магниторазведку и аэро-ЗСБ. Глубина исследований в условиях Восточной Сибири до 300–500 м. Высокое пространственное разрешение ЭМ-канала позволяет выявить значимые геоэлектрические неоднородности, связанные с подземными коллекторами на глубине несколько сотен метров. Второй этап – наземные электроразведочные исследования в м-бе 1:10 000 в пределах выделенных перспективных участков

с целью локализации водоносных структур и их гидрогеологической оценки.

В настоящее время для исследований ВЧР успешно применяются *аэрогеофизические вертолетные системы*, включающие магнитный и ЗСБ каналы. На рис. 1 для примера представлены сопоставительные результаты наземного и аэро-ЗСБ, где в обоих случаях уверенно выделяются высокоомные и низкоомные литологические различия. Следует отметить, что затраты на постановку аэрогеофизических работ существенно меньше, чем наземных. Однако это справедливо при выполнении исследований на площадях более 50 км^2 .

Критерий оценки водонасыщенности коллекторов – пониженное продольное электрическое сопротивление, слабо положительные или отрицательные значения магнитного поля, пониженная поляризуемость. Блоки и горизонты относительно безводных пород, в том числе и ММП, контролируются зонами повышенной поляризации, которой, кроме того, могут отмечаться зоны глинизации коллекторов с минимумом электрического сопротивления.

На рис. 2 показана корреляция пониженных значений магнитного поля, соответствующих обводненным зонам разломной тектоники по данным электроразведки ЗСБ.

Разделение резистивной и поляризационной мод в ЗСБ-сигналах. Сведения о вызванной поляризации могут быть извлечены из данных ЗСБ. На рис. 3 приведены типичные сигналы становления поля, обусловленные композицией сопротивления и поляризационных параметров геологической среды. Характерный признак присутствия сигнала ВП в данных ЗСБ – типичное искажение формы сигнала становления за счет оппозитного сигнала ВП, которое может выражаться в явном и неявном видах.

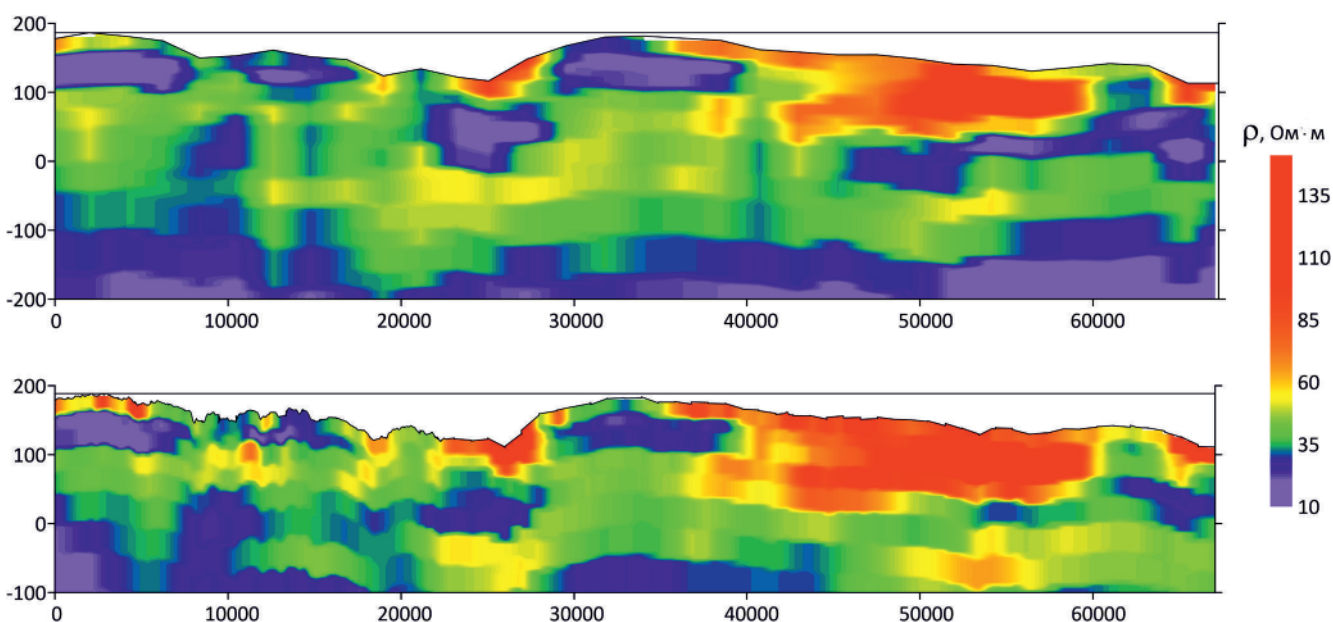


Рис. 1. Сопоставление разрезов сопротивлений аэро-ЗСБ и наземного ЗСБ по верхней части разреза

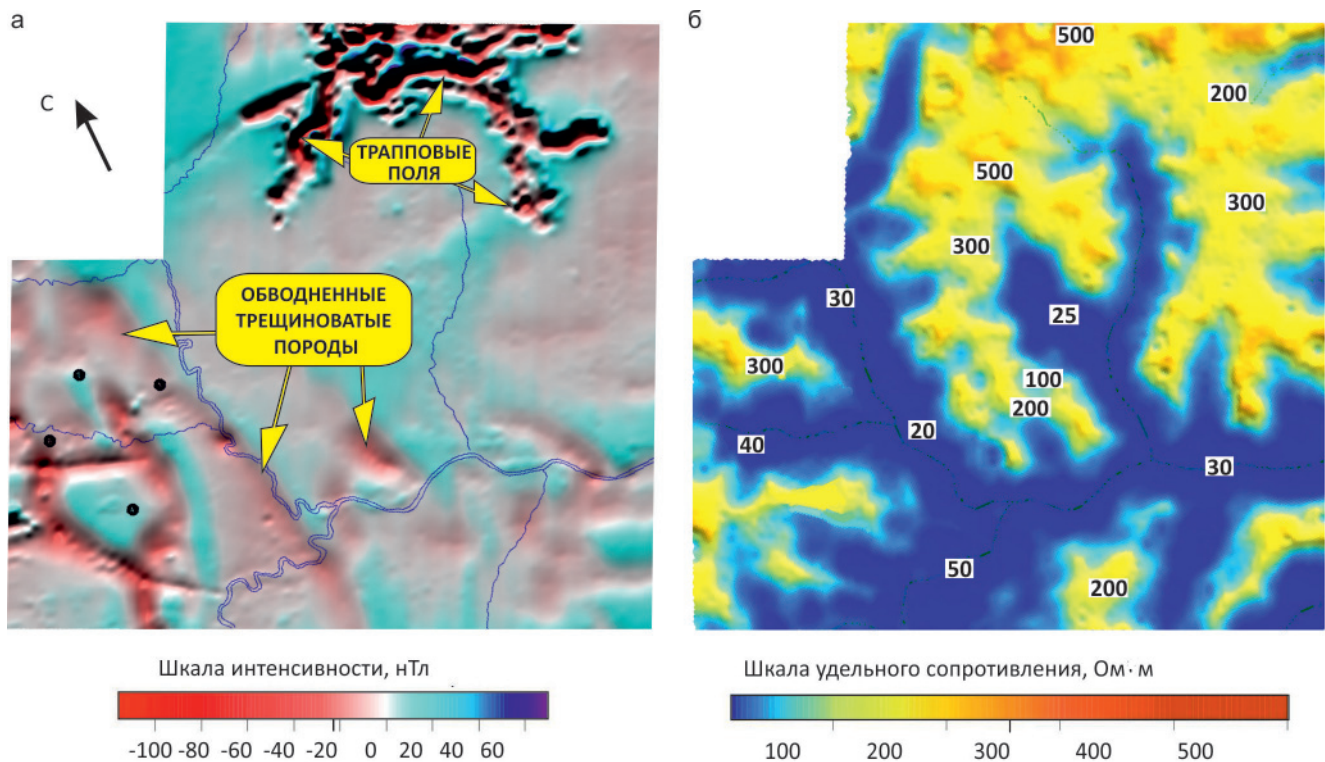


Рис. 2. План магнитного поля и сопротивления ЗСБ на глубине 200 м

Это весьма важное обстоятельство, которое должно учитываться при многоразностных зондированиях ЗСБ [5, 7]. В аэро-ЗСБ эта проблема решается установкой специального выносного датчика.

В примененной многоразностной технологии ЗСБ регистрация сигналов ЭМ-поля осуществляется одновременно на трех-пяти разносах от центра источника, что значительно повышает производительность работ. Разделение поляризационной и резистивной мод в измеряемых сигналах позволяет повысить точность интерпретации данных ЗСБ [3, 6]. Величина разноса для подавления ВП определяется на этапе проведения опытно-методических работ

На рис. 3, б показан случай, когда применение трехточечной системы не гарантирует получения чисто резистивного отклика. Здесь сигнал поляри-

зационного феномена существенно затухает только на дистанции около 200 м от центра индуктора размером (100×100 м) в рамках пятиточечной системы. Для случая, иллюстрируемого рис. 3, а, трехточечная система обрабатывает корректно.

Исследования выполнены по схеме многоразностных зондирований м-ба 1:20 000, шаг между профилями 200 м, между точками измерения по профилю – 100 м. Размер генераторной петли 100×100 м, система наблюдений трехточечная, максимальный разнос 100 м (рис. 4).

Преимущества метода – применение установок, размеры которых намного меньше глубины залегания изучаемых объектов. Используются, как правило, индуктивные незаземленные источники и приемники. Размеры источников в виде квадрат-

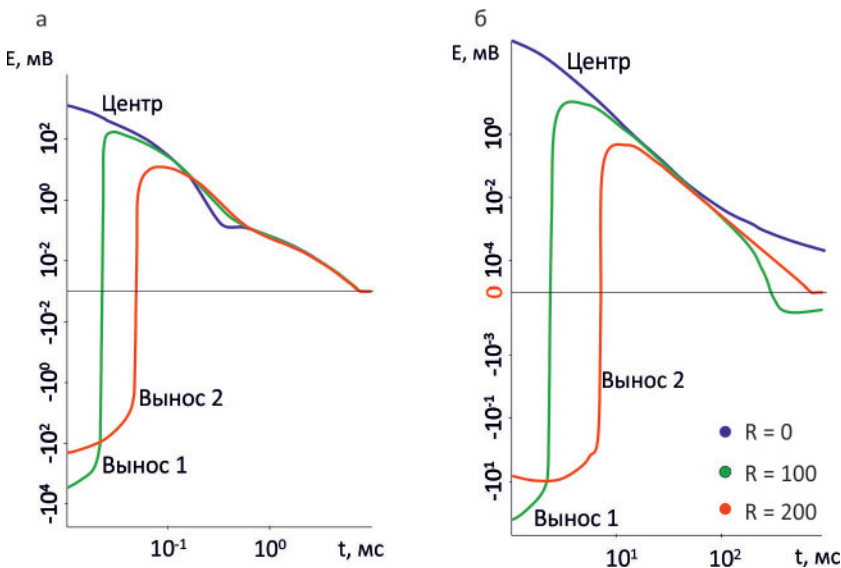


Рис. 3. Вид сигналов ЗСБ с источником 100×100 м², осложненных поляризационным феноменом: а – поляризационная мода корректно учитывается в рамках трехточечной системы наблюдений; б – применение трехточечной системы не гарантирует получения чисто резистивного отклика, поляризационные сигналы существенно затухают только на дистанции около 200 м

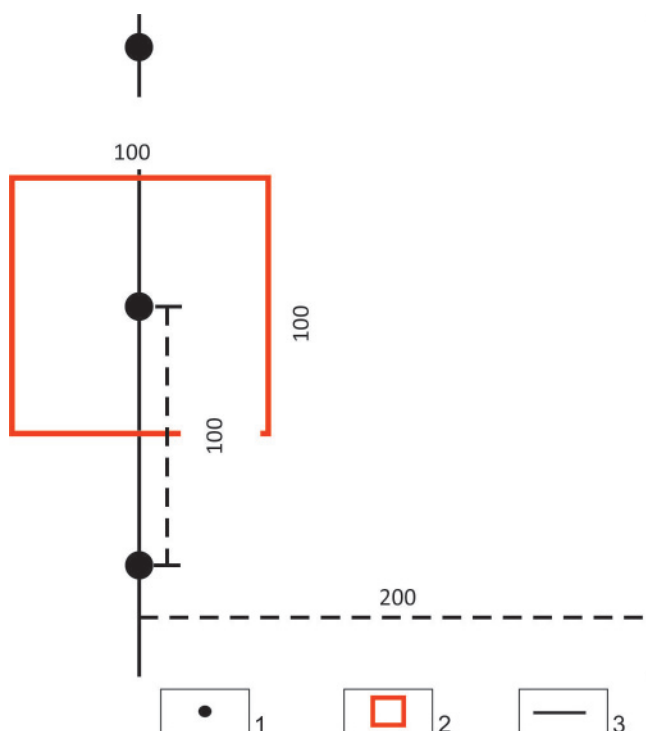


Рис. 4. Трехточечная система измерений для петли 100×100. В ряде случаев из-за сильных поляризационных эффектов приходится использовать пятиточечную систему наблюдений

1 – физические наблюдения; 2 – генераторная петля; 3 – линии наблюдений

ной петли для решения гидрогеологических задач в условиях Восточной Сибири составляют 50×50, 100×100 и 200×200 м, что обеспечивает глубину исследований до 1000 м [8].

При трехточечной системе наблюдений ЗСБ один приемник совмещен с центром петли, два размещены от центра установки в прямом и обратном направлениях по профилю на расстояние, равное длине стороны петли, при пятиточечной один приемник совмещен с центром петли, четыре размещены от центра установки в прямом и обратном направлениях по профилю на расстояния, равные одной и двум длинам стороны петли.

В 2016 г. на этапе проектирования Северо-Даниловского месторождения было принято решение для выполнения поисковых работ на воду использовать метод ЗСБ, хорошо зарекомендовавший себя на сложных разрезах Восточной Сибири.

Проектом геолого-разведочных работ на указанном месторождении была определена площадь в 56 км², учитывающая расположение проектной инфраструктуры, геологические и гидрогеологические условия. Так, в гидрогеологическом отношении в качестве объекта исследований выбрана замкнутая синклиналильная структура, перспективная на формирование запасов подземных вод, но с ограниченным контуром питания. В то же время на периферии структуры отложения верхолен-илгинской и литвинцевской свит выходят на поверхность. Отложения, представленные карбонатными

карстующимися породами, должны быть достаточно обводнены, а условия их залегания (углы до 50–70° и значительная глубина погружения) – определять напорный характер формирующихся в них подземных вод.

Расположение района работ в области островного и прерывистого развития ММП ограничивает использование подземных вод четвертичных и юрских отложений, а также верхней части отложений среднего – верхнего ордовика до глубин ориентировочно 60–80 м. Перспективным интервалом в данном случае должен быть диапазон от 60 до 350 м. Ниже высока вероятность появления сероводородных вод, типичных для отложений литвинцевской и ангарской свит, и в случае наличия водопродводящих разломов есть риск разгрузки таких вод в нижние горизонты верхолен-илгинской свиты.

По результатам выполненных исследований ЗСБ получены сведения о перспективных участках для постановки буровых работ. Важно отметить, что интерпретация результатов ЗСБ должна обязательно выполняться с привлечением данных по геологическому строению и гидрогеологическим условиям с применением структурно-гидрогеологического анализа, поскольку именно он позволяет избежать риски принятия ошибочных решений. Так, например, согласно данным ЗСБ разлом, проходящий по территории работ в северо-восточном направлении, имеет низкие значения сопротивления и должен быть обводненным, перспективным для постановки бурения. Но по классификации В. М. Степанова [9] данный разлом региональный, т. е. имеет длительный характер развития, обширную милонитизацию в зонах дробления и, соответственно, отличается непроницаемостью для подземных вод. Такие разломы нередко являются экранами, разделяя массивы горных пород, что выражается в несовпадении уровней подземных вод в сопредельных блоках и структурах (этот вывод позднее подтвержден по результатам бурения скважин 119 и 200). Обводненные разломы обычно приурочены к локальным структурам – молодым разрывным дислокациям, которые располагаются под значительными углами к региональным разломам, имеют протяженность первые километры и небольшую глубину проникновения [9]. Важно отметить, что теоретические основы структурно-гидрогеологического анализа легли в основу нескольких диссертаций, его применение подтверждается практическими результатами [1, 4, 10]. Метод успешно используется в настоящее время для прогноза распространения подземных вод и оценки запасов. Учитывая близость значений сопротивления глинистых и водонасыщенных пород, вероятность принятия неверного решения, основанного только на результатах геофизики, может быть велика.

Для снятия неопределенности вблизи разлома была пробурена скв. 119. Проведенные опытно-фильтрационные работы по ней показали, что

участок неперспективен: удельный дебит составил 0,03 л/с, восстановление уровня до статического происходило медленно, отмечено недовосстановление уровня воды в скважине. На основании полученных данных сеть размещений поисково-оценочных скважин была скорректирована.

В целом комплексный подход показал свою эффективность: из 32 пробуренных лишь скв. 119 неуспешная. Эффективность бурения 97 %. Все скважины прокачаны с дебитом 400–1000 м³/сут (при проектной нагрузке на скважину 350 м³/сут), суммарный накаченный дебит на первом этапе ОФР 12706 м³/сут при заявленной потребности 8400 м³/сут. Удельные дебиты по скважинам меняются от 0,1 до 1,7 л/с·м, в среднем 0,55 л/с·м.

Результаты буровых, ГИС, опытно-фильтрационных работ и геоэлектрическая характеристика разреза, сведения о водоносных горизонтах в районе работ в целом согласуются с данными площадной электроразведки ЗСБ.

В геологическом строении исследуемой территории принимают участие метаморфические образования архейско-протерозойского возраста, осадочные образования протерозойского, палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов, а также магматические и интрузивные образования пермо-триаса. Охарактеризуем основные комплексы, перспективные для организации водоснабжения, в гидрогеологическом отношении.

Водоносный комплекс средне-верхнеордовикских отложений (O₂₋₃) приурочен к отложениям криволицкой, чертовской и макаровской свит. Отложения распространены практически на всем участке работ и перекрыты маломощным чехлом элювиально-делювиальных отложений. Нижним водоупором являются прослойки аргиллитов, залегающие в основании криволицкой свиты. Общая мощность комплекса достигает 190 м. Характер мерзлоты островной, водопроницаемые прослойки представлены песчаниками, алевролитами. В разрезе выделяется от 2 до 5 водоносных интервалов суммарной мощностью от 33 до 79 м в диапазоне глубин 31–194 м. Питание комплекса происходит за счет инфильтрации, разгрузка – в речную сеть. Минерализация вод (0,1–0,4 г/дм³) отличается гидрокарбонатным составом с преобладанием кальция.

Водоносный комплекс средне-верхнекембрийских отложений верхоленской и илгинской свит (Є₂₋₃vI+II) распространен на всей площади участка работ. Разведочно-эксплуатационными скважинами на технические подземные воды вскрыта только верхняя часть комплекса мощностью около 150 м (общая мощность достигает 320 м). В разрезе выделяются 2–3 водоносных интервала суммарной мощностью от 7 до 37 м в диапазоне глубин 205–328 м. Водовмещающие отложения – тонкослоистые чередования алевролитов, аргиллитов, мергелей, песчаников и доломитов. Удельные дебиты откачек от 0,03 до 0,9 л/с·м, понижения от 4 до 50 м, дебиты до

380 м³/сут. По химическому составу воды в верхней части комплекса гидрокарбонатные магниевые-кальциевые, с минерализацией 0,2–0,4 г/дм³; с глубиной состав их изменяется на сульфатно-гидрокарбонатный и гидрокарбонатно-сульфатный различного катионного состава, минерализация возрастает до 1,5 г/дм³. Питание комплекса осуществляется за счет перетока вод из вышележащих отложений; в долине р. Нижняя Тунгуска возможен подток подземных вод из нижележащих гидрогеологических подразделений.

В геоэлектрическом отношении разрез на глубину исследований (до 600 м) условно разделен на пять структурно-вещественных комплексов, которые представлены чередованием проводящих и непроводящих комплексов: высокоомные с характерным сопротивлением в диапазоне 150–200 Ом·м; низкоомные, к которым, как правило, приурочены водоносные коллекторы (15–20 Ом·м) и глинистые алевролиты (20–30 Ом·м). При дифференциальном анализе данных ЗСБ глинистые осадки и водонасыщенные отложения разделяются и идентифицируются.

Выполненная оценка фильтрационных свойств гидрогеологической структуры на основе результатов статистического анализа ЗСБ-данных и гидрогеологических данных на Северо-Даниловской площади (с привлечением информации по Верхнеичерской, где также выполнены работы ЗСБ и корреляция с данными бурения гидрогеологических скважин) показала, что наиболее тесная статистическая связь получена между интервальной проводимостью ордовик-верхнекембрийского водоносного комплекса и дебитами скважин, вскрывших его на полную мощность [5]. Коэффициент корреляции около 0,6 – статистически значимая величина, однако по ряду причин расчетные дебиты представляют собой лишь оценочную фильтрационную матрицу водоносной структуры, пригодную только для экспресс-оценки (рис. 5).

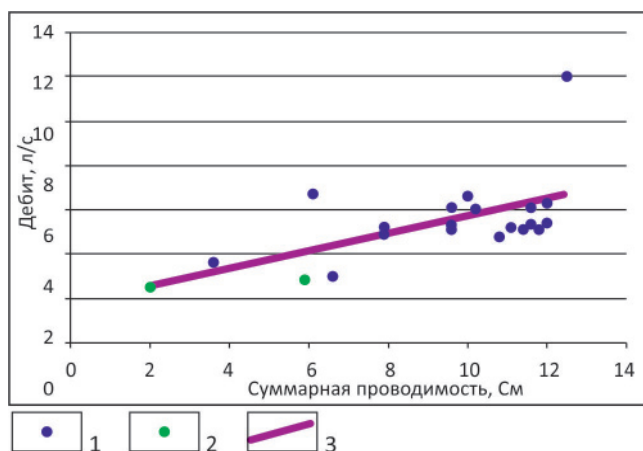


Рис. 5. Зависимость между суммарной проводимостью и дебитом ордовик-верхнекембрийского водоносного комплекса

Скважины: 1 – Северо-Даниловская площадь, 2 – Верхнеичерская площадь; 3 – график тренда

Обобщение полученных результатов

По результатам ЗСБ оконтурены две отрицательные структуры, которые наиболее обособленно проявляются в верхнем объединенном комплексе отложений ордовика – верхнего и среднего кембрия. С увеличением глубины эти структуры объединяются в одну с простиранием юго-запад – северо-восток. Они подтверждаются данными сейсморазведки по ОГ Н1 и К1. В пределах этих структур выделены три участка перспективных водонасыщенных коллекторов (рис. 6).

Первый участок (I) расположен в центральной части в пределах отрицательной структуры площадью 15,7 км² – основной объект постановки геолого-разведочных работ. Для него характерны наиболее высокие гидродинамические параметры (особенно в северном окончании микромульды в зоне разгрузки подземных вод). Это подтверждается результатами бурения и опробования скважин 116, 127, 125, 130, 118, 129, которые фактически представляют линейный ряд, расположенный поперек потока. Участок входит в состав Норигинского месторождения технических подземных вод.

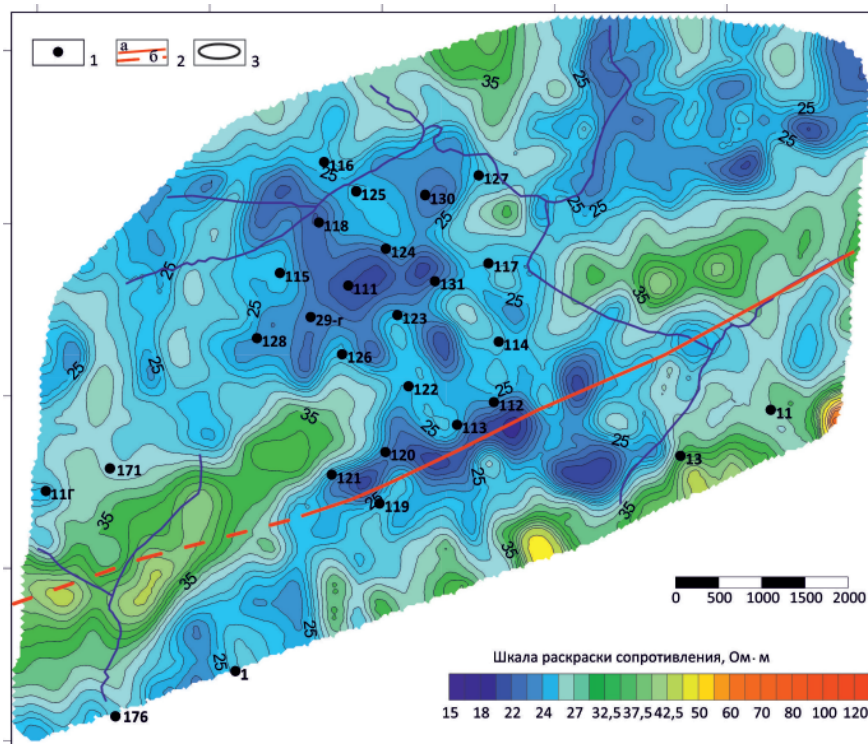


Рис. 6. Карта распределения сопротивления водоносного комплекса ордовика – верхнего и среднего кембрия, глубина 250 м

1 – скважины, их номера; 2 – тектонические нарушения (по данным геологической съемки), выделяемые: а – уверенно, б – предположительно; 3 – участки перспективных водонасыщенных коллекторов

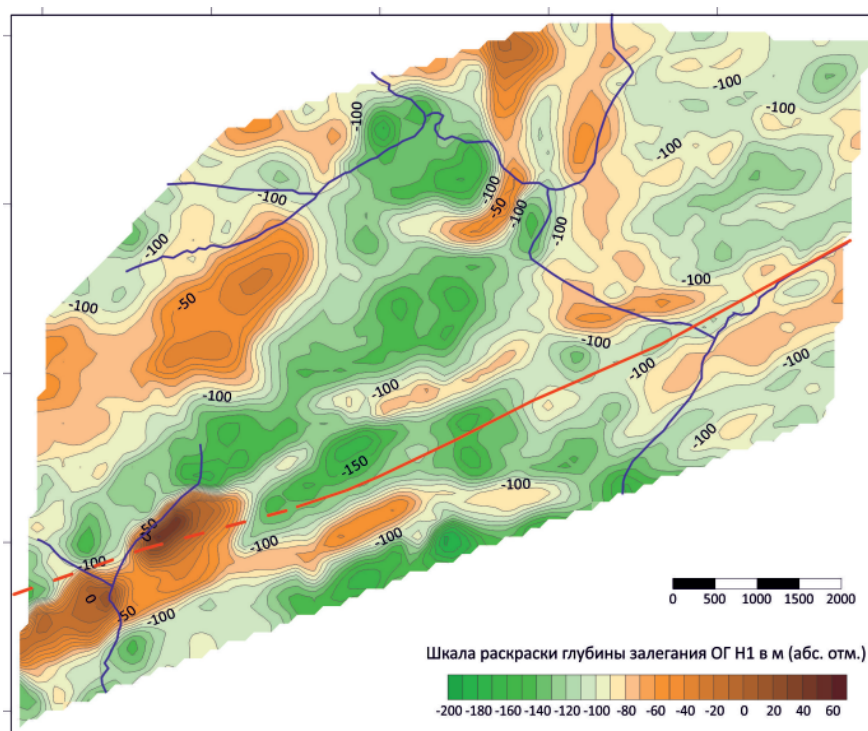


Рис. 7. Структурная карта по отражающему горизонту Н1

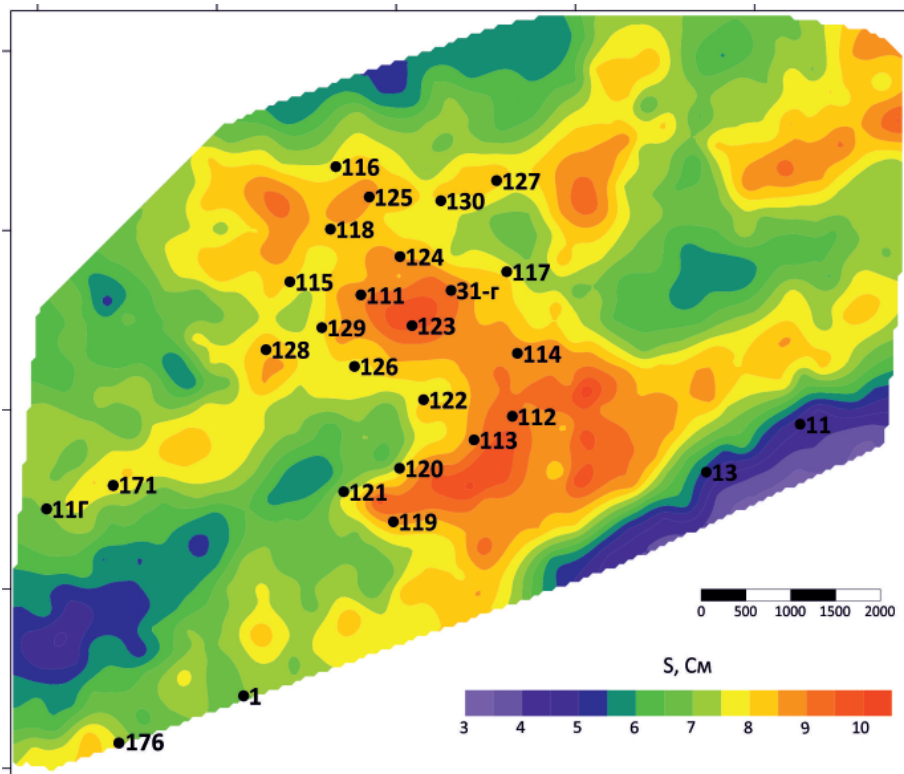


Рис. 8. Карта суммарной продольной проводимости в интервале глубин 50–250 м

Второй участок (II) находится на крайней юго-западной части площади, прогнозируется его развитие в юго-западном – южном направлении в сторону р. Нижняя Тунгуска. Водообильность подтверждается результатами бурения скважин 176 и 11Г: дебиты скважин 540–840 м³/сут, удельные дебиты 0,4–1,5 л/с. В рамках работ по оценке запасов участок включен в Нижнетунгусский.

Третий участок (III) расположен в северо-восточной части площади, восточнее р. Норига, включен в участок Норигинский, в пределах участка бурение не выполнялось.

Оценка эффективности ЗСБ

1. Результаты поисково-оценочного бурения на левом склоне долины р. Норига подтвердили наличие микромульды, создающей благоприятные условия для накопления подземных вод.

2. Выделенные по ЗСБ тектонические нарушения, в районе которых пробурены скважины 112,

113, 114, 119, 120, подтвердили наличие водоносной тектонической трещиноватости.

3. Скважины, расположенные в северном окончании микромульды участка I в зоне разгрузки подземных вод, подтвердили прогнозное предположение о благоприятных условиях для каптажа подземных вод в северной и северо-западной частях участка.

4. Для более детального расчленения верхней части разреза размер петли ЗСБ рационально уменьшать до 25×25 м, что обеспечит надежное расчленение разреза на глубину до 100 м и, следовательно, надежное картирование криогенных и субкриогенных зон.

5. Для расчленения разреза на глубину до 200 м оптимальным является размер петли 50×50 м, обеспечивающий глубину исследований более 200 м.

6. Эквивалентность получаемых результатов 1D инверсии тесно связана с начальным приближением. Для повышения детальности получаемого раз-

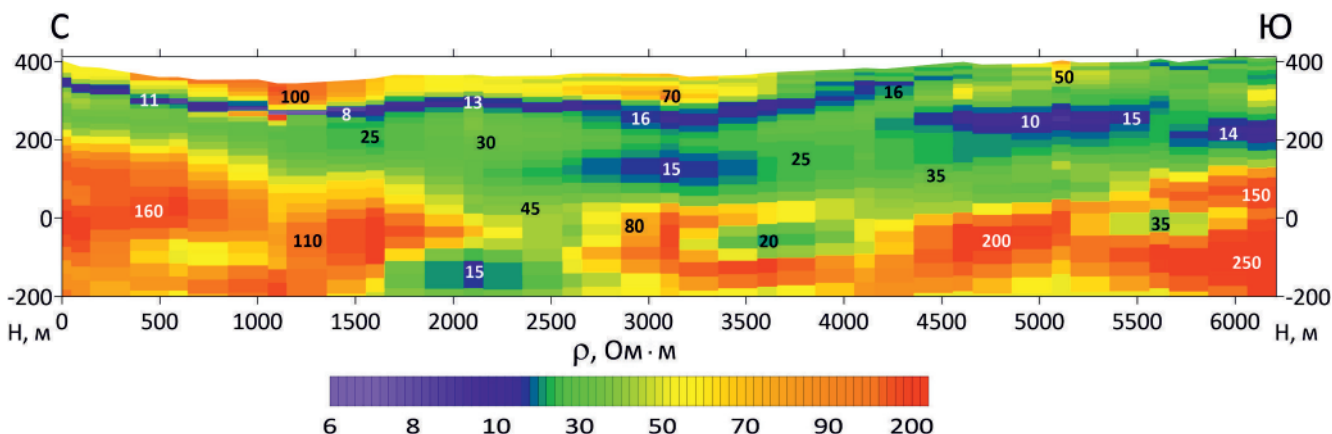


Рис. 9. Разрез сопротивлений ЗСБ с выделенными водоносными коллекторами ($\rho = 15\text{--}20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$)

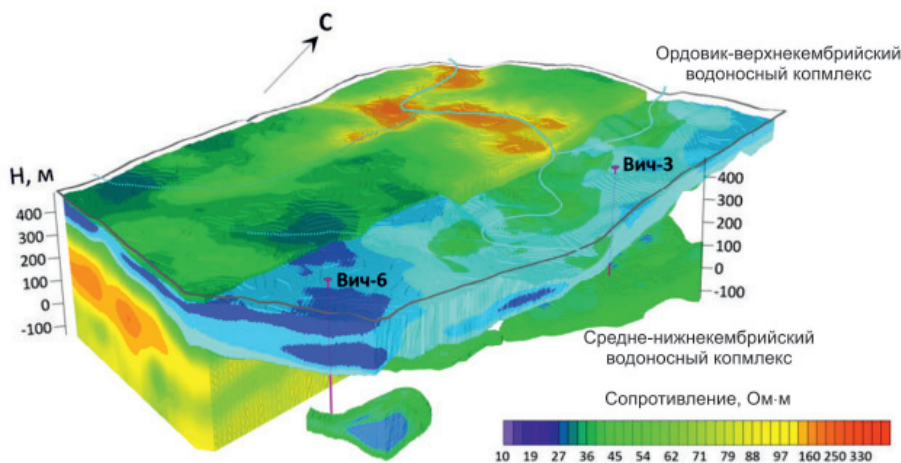


Рис. 10. Куб электрического сопротивления прогнозируемых высокопроницаемых коллекторов в пределах двух водоносных комплексов

реза в качестве начального приближения использован параметр $\rho_s = (dS/dh)^{-1}$, где S – суммарная продольная проводимость.

7. Общий вывод о критерии водоносности: водоносные горизонты проявляются повышенной интервальной проводимостью и сосредоточены в основном в интервале до 200 м.

На площадь составлена серия интерпретационных карт, в совокупности отражающих модель геологического строения верхней части осадочного чехла до 600 м (рис. 7) Итоговой является карта прогноза распространения водонасыщенных коллекторов в интервале глубин 50–250 м (рис. 8).

На рис. 9, 10 показаны типичные геоэлектрические разрезы и объемное распределение водонасыщенных коллекторов в пределах двух водоносных комплексов.

По характеру распределения низкоомных зон со значениями сопротивлений 20–25 Ом·м и графикам интервальной продольной проводимости (см. рис. 9) легко устанавливается наиболее высокодебитный коллектор в интервале 0–100 м.

Выводы

Комплекс наземных и аэрогеофизических ЗСБ и магниторазведки позволяет эффективно проводить поисково-оценочные исследования подземных вод.

Интерпретацию результатов ЗСБ следует выполнять с привлечением данных по геологическому строению и структурно-гидрогеологического анализа территории, что позволит избежать рисков принятия ошибочных решений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Гидрогеологические** структуры России / И. А. Островский, В. В. Куренной, А. А. Шпак и др. // Разведка и охрана недр. – 2003. – № 7. – С. 8–12.

2. **Данилова М. А., Дружинин И. А., Теняков Е. О.** Проблемы переоценки запасов технических подземных вод для целей поддержания пластового давления на крупных месторождениях // Сб.

науч. тр. II науч.-практ. конф. по вопросам гидрогеологии и водообеспечения. – Ижевск: Ижевский нефтяной научный центр, 2020. – С. 5–11.

3. **Каменецкий Ф. М., Тригубович Г. М.** Феноменология вызванной поляризации // Геофизика. – 2013. – № 1. – С. 80–83.

4. **Куренной В. В.** Связь формирования подземных вод с гидрогеологической структурой в Ангаро-Ленском артезианском бассейне // Методические гидрогеологические исследования и ресурсы подземных вод Сибири и Дальнего Востока. – М.: Наука, 1966. – С. 163–175.

5. **Патент РФ № 2645849.** Способ поиска подземных вод / Г. М. Тригубович, М. Г. Пустозеров. – Заявл. 12.07.2016; опубл. 28.02.2018.

6. **Патент РФ № 2652655.** Способ аэроэлектро-разведки и устройство для его осуществления / Г. М. Тригубович, А. В. Куклин, А. В. Чернышев. – Заявл. 24.04.2017; опубл. 28.04.2018.

7. **Подход** к решению проблемы дефицита воды для системы поддержания пластового давления нефтяных месторождений Восточной Сибири (на примере Среднеботуобинского НГКМ) / Р. Р. Валеев, Д. В. Колесников, И. В. Буддо и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 55–67.

8. **Современная** практическая электроразведка / А. В. Поспеев, И. В. Буддо, Ю. А. Агафонов и др. – Новосибирск: Акад. изд-во «Гео», 2018. – 231 с.

9. **Степанов В. М.** Введение в структурную гидрогеологию. – М.: Недра, 1989. – 229 с.

10. **Структурно-гидрогеологические** основы физико-химического моделирования гидросферы Байкальского рифта / Ю. Н. Диденков, В. А. Бычинский, М. А. Мартынова и др. // Изв. вузов Сибири. Сер. наук о Земле. – 2005. – № 8. – С. 81–100.

12. **Теняков Е. О., Савельев Е. А., Данилова М. А.** Доразведка Верхнечонского месторождения технических подземных вод: новые методы изучения и результаты // Науки о Земле и недропользование. – 2022. – № 45 (2). – С. 184–196.

© Г. М. Тригубович, М. А. Данилова, Р. Р. Валеев, 2022



НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МЫШЛЕНИЕ – НОВЫЕ АСПЕКТЫ XXI ВЕКА

Н. П. Запивалов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

Споры о происхождении нефти в научном мире не утихают по сей день. В прошлом столетии большинство ученых придерживались органической (осадочно-миграционной) теории, но в ней существуют определенные противоречия и имеются разные точки зрения. В настоящее время противоречий и вопросов не стало меньше. Автор предлагает свою парадигму образования и динамики жизни нефтяной залежи и вводит понятие нефтегазового месторождения как целостной живой флюидопородной системы, свойства и параметры которой способны быстро изменяться в непрерывном режиме под действием природных и техногенных факторов в соответствии с законами спонтанной саморегуляции. Отдельно уделяется внимание проблеме рисков и неопределенностей в нефтегазовом деле, а также бережной добыче на уже разрабатываемых нефтяных и газовых месторождениях и поиску возможностей их реабилитации и восполнения.

Ключевые слова: образование нефти, живая флюидопородная система, риски и неопределенности.

OIL GEOLOGICAL THINKING – NEW ASPECTS OF THE 21ST CENTURY

N. P. Zapivalov

A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk, Russia

There is still controversy surrounding the origin of oil in the scientific world. In the last century, most scientists adhered to the organic (sedimentary and migrational) theory of the oil origin, but there are and there were certain contradictions and different points of view in this behalf. In the coming 21st century, contradictions and questions have not diminished. The author offers his own paradigm of formation and dynamics of the life of an oil pool and introduces the concept of an oil-and-gas field as an integral living fluid-rock system, the properties and parameters of which can change rapidly in a continuous mode under the influence of natural and man-made impacts in accordance with the laws of spontaneous self-regulation. Special attention is paid to the problem of risks and uncertainties in the petroleum engineering, the author also calls for careful extraction of oil-and-gas fields already under development and search for opportunities for their rehabilitation and replenishment.

Keywords: oil formation, living fluid-rock system, risks and uncertainties.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-12s-65-69

XXI век принес человечеству много неожиданных событий в различных сферах жизни, в том числе и в нефтегазовой. Нефть и газ – это энергия, топливо и сырье для многих потребностей людей. Развитие нефтегазового дела – первоочередная задача человечества. В мире открыто около 70 тысяч месторождений нефти, из них 1500 крупных; 70 стран имеют разведанные запасы нефти, более 65 осуществляют добычу на своей территории. Открываются новые источники углеводородов (традиционных и нетрадиционных), создаются инновационные методы и технологии их добычи и утилизации.

В прошлом столетии большинство ученых придерживались органической (осадочно-миграционной) теории происхождения нефти, но в ней существовали определенные противоречия, которых стало больше с наступлением XXI в. В настоящее время в мире насчитывается около десятка различных авторитетных концепций (теорий) нефтеобразования, включая биосферную, абиогенную, магматическую и др.

Автор в начале своей геологической деятельности был активным сторонником органической теории и в 1962 г. защитил кандидатскую диссертацию

«Геолого-геохимическая характеристика мезозойских отложений и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья», в которой впервые описано комплексное геохимическое исследование мезозоя Западной Сибири (официальным оппонентом был Н. Б. Вассоевич). В работе в качестве нефтематеринской толщи была выделена геохимическая пачка А (в разрезе куломзинской свиты, которая впоследствии стала называться баженовской).

Многолетний опыт работы в нефтегазовой геологии привел автора к выводу об ограниченной применимости классической теории, так как скопления углеводородов обнаруживаются повсеместно. А. Леворсен в своей книге, написанной в конце прошлого века, утверждал: «Проблема происхождения нефти и газа теряет в какой-то мере свое значение в качестве обязательной предпосылки для постановки поисковых работ. <...> Нет необходимости искать особые материнские породы» [8, с. 488].

Сейчас автор придерживается позиции, не предполагающей приверженности какой-либо одной концепции генезиса нефти. Создать общую теорию нафтидогенеза, пригодную для любых геологических условий, видимо, сложно, практически

невозможно. Катагенетическая стадийность тоже не является универсальной. Академик А. А. Трофимук писал: «Нижняя граница зоны нефтеобразования должна быть понижена до глубины 8000–10000 м. Бурением глубоких скважин доказано, что на этих глубинах нефтеобразование происходит не только в условиях мезокатагенеза, но и в условиях апокатагенеза. Расширение границ зон нефтеобразования сопровождается существенным ростом прогнозной оценки ресурсов углеводородного сырья» [9, с. 333].

Неопределенности, риски и катастрофы в современном нефтегазовом деле (разведка и добыча)

Существующий сейчас масштаб рисков, неопределенностей, ошибок и катастроф, связанных с поиском, разведкой и добычей углеводородов, делает необходимым переосмысление основополагающих принципов нефтегазового дела.

Особое значение имеют геолого-геофизические факторы и соответствующий научный прогноз. В качестве примера прогнозно-геологических просчетов можно упомянуть попытки открытия «гигантского» месторождения Муклук на шельфе Аляски недалеко от месторождения Прадхо-Бей. Разведочная скважина стоимостью 1 млрд долларов была пробурена в 1983 г., но на глубине 2438 м в предполагаемом продуктивном пласте оказалась только соленая вода. Показательным примером другого рода факторов (технологических ошибок) может служить крупнейшая авария, произошедшая 20 апреля 2010 г. в Мексиканском заливе на нефтяной платформе Deep-water Horizon на месторождении Макондо (компания British Petroleum), ставшая экологической катастрофой: нефтью было залито 75 тыс. км².

Многие геофизические методы, безусловно, требуют совершенствования. Один из ведущих геофизиков ИНГГ СО РАН В. С. Могилатов заметил: «Любая геофизическая интерпретация не на 100 % достоверна. Она всегда делается с какой-либо ошибкой».

Кроме того, огромное значение приобретает геополитический фактор – отсутствие согласованности между основными нефтедобывающими странами и жесткая борьба за рынки, что приводит к глобальному кризису.

Предлагается следующая символическая формула для описания этих рисков:

$$P = H + Ч + Г_1 + Г_2 + Г_3 + Т_1 + Т_2 + Э + К + Ф + П,$$

где H – фундаментальная наука; $Ч$ – человеческий фактор: профессионализм кадров всех уровней, включая менеджмент; $Г_1, Г_2, Г_3$, – геологическая, геофизическая и географическая информация в полном объеме, с обобщающими моделями; $Т_1, Т_2$ – техника и технология с учетом инновационных методик и систем эффективного управления производственными процессами; $Э, К$ – экологические факторы, природ-

ные 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.

Автор считает, что главным объектом нефтегазовых исследований является флюидопородная система – залежь нефти (эмерджентное скопление углеводородов) [1, 7].

Определяющий фактор в нефтяной геологии – динамика состояния флюидопородной системы, зависящая от большого числа неопределенностей. Особенно заметно это проявилось в Индии [6]. Сундир Раха, будучи президентом крупнейшей нефтяной компании Индии (ONGC), в 2004 г. на геофизической конференции в Мумбаи обращал на это особое внимание: «Образование, миграция и накопление углеводородов могут протекать по бесчисленному множеству вариантов, что приводит к неопределенностям и неизбежному риску в поисково-разведочных работах. Важная роль науки о Земле состоит в том, чтобы снизить эти неопределенности и преобразовать их в плодотворные возможности» (рис. 1).



Рис. 1. С. Раха и Н. П. Запывалов на конференции

Преобладающие в настоящее время численные математические и лабораторные методы моделирования не дают возможности уверенного прогноза. В связи с этим можно вспомнить, что многие априорные геолого-геофизические модели оказались несостоятельными при бурении Кольской сверхглубокой скважины. Известный специалист по математической статистике и моделированию профессор Джордж Бокс писал: «В сущности, все модели неправильны, но некоторые из них бывают полезными» («All models are wrong but some are useful»). На это же четко показал в своих лекциях 2015 г. Сяо-Хуи Ву (старший консультант ExxonMobil): «Снизить источник неопределенности можно, сократив чис-

ловые ошибки и ошибки моделирования на основе выборочных данных».

Некоторые известные ученые и специалисты обладали особой интуицией, основанной на большом профессиональном опыте с опорой на стратегию «широкого поиска». В их числе можно назвать А. А. Трофимука, Н. А. Калинина, Н. Н. Ростовцева.

Авторские концепции

После 70 лет учебной, практической и научной работы в нефтяной геологии разрабатывая основы геофлюидодинамики нефтегазонасыщенных систем, автор пришел к выводам о необходимости разработки новой парадигмы.

Подробный обзор современных теорий и концепций дан в книге «Флюидодинамические модели залежей нефти и газа» [7]. Ее авторы отдают предпочтение локальным флюидодинамическим системам, таким как залежи нефти и газа. Иначе говоря, природно-техногенным объектам в период их изучения и освоения. Подобные объекты, в отличие от нефтегазонасыщенных бассейнов и крупных геосистем, могут быть подвергнуты точным измерениям, систематическим наблюдениям и управлению отдельными процессами.

Углеводороды встречаются повсеместно и будут всегда. Нефтегазообразование и распределение имеют очаговый характер [2].

Авторская парадигма¹ состоит в том, что *залежь нефти – это живая флюидопородная система, 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 [1, 2, 5, 11].

Для уточнения процессов флюидопородных систем автор обратился к члену-корреспонденту РАН, заведующему лабораторией сейсмической томографии И. Ю. Кулакову с несколькими вопросами. Каковы изменения вулканического вещества на поверхности и в глубине вулканов? Как быстры и глубоки эти изменения? Его ответ: «Мы исследуем изменения внутри вулканов Спурра и Невадо дель Руис по ходу эруптивной активности. В случае

Спурра можно видеть, что в течение года аномалия с повышенным отношением V_p/V_s смещается вверх более чем на километр. Под Невадо дель Руис аномалия, которая существовала там в начале периода дегазации, постепенно сходит на нет. Мы предполагаем, что такие достаточно быстрые изменения связаны с миграцией флюидов и их преобразованием в газ. Более быстрые изменения нашими методами мы засечь не можем, хотя, возможно, они имеют место. На поверхности можно наблюдать деформации поверхности при помощи спутниковых технологий. Очевидно, чем глубже, тем изменения более плавные» [10].

Таким образом, подтверждается мое предположение, что флюидопородные системы в самых разнообразных условиях могут работать по сходному принципу.

1. 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 менялись состав и свойства всех компонентов системы, флюидных и минеральных, в том числе за счет метасоматоза.

2. Флюидодинамические системы весьма мобильны и реакционноспособны. В зависимости от провоцирующих внешних воздействий они или стабильны (равновесное состояние), или возмущены (неравновесное состояние). Возмущенная система обладает всеми признаками неупорядоченности (хаоса) [7].

3. Активные техногенные воздействия являются, по существу, сильным возмущением квазиравновесной системы и существенно искажают ее природные параметры. Если возмущение щадящее, то самоорганизующаяся система выравливает это неравновесие. Длительное или интенсивное возмущение, значительно превышающее пороговое, уничтожает систему. Как следствие, падает пластовое давление, резко уменьшается дебит, обводняется пласт и изменяется его минералогический состав.

4. Установлено, что критический порог возмущения флюидонасыщенной системы определяется значением депрессии на пласт: $P_{пл} - P_{заб} \leq 5-8$ МПа.

5. Формула энергетического состояния залежи: $dT/dP = 1/Sv$, где Sv – объемная плотность энтропии (энтальпия).

6. При участии С. С. Беднаржевского (математик, д. т. н., лауреат Госпремии РФ в области науки и техники) была определена формула добычного потенциала углеводородных систем. С этим ученым я продолжительное время сотрудничал по нефтегазовой тематике с целью определения жизни

¹Парадигма (от греч. παράδειγμα) – совокупность фундаментальных научных установок, представлений и терминов, принимаемая и разделяемая научным сообществом и объединяющая большинство его членов. Обеспечивает преемственность развития науки и научного творчества (Советский энциклопедический словарь, 1980).

месторождения, совместно получен патент (Способ повышения нефтеотдачи пластов: патент РФ на изобретение № 2425967 / Н. П. Запивалов, Г. И. Смирнов, С. С. Беднаржевский, Н. Г. Шевченко; заявл. № 2009, приоритет от 30.09.2009).

Зависимость объема добытой нефти на месторождении $f(t)$ от времени добычи t может быть представлена в виде

$$f(t) = r t (1 - t/K),$$

где r – коэффициент продуктивности месторождения; K – время жизнедеятельности месторождения (рис. 2).



Рис. 2. Графики функции $f(t)$ для различных значений параметров r и K

Графики объема добытой нефти для месторождения: 1 – при $r = 5$, $K = 15$ лет, 2 – при $r = 7$, $K = 12$ лет, 3 – $r = 14$, $K = 8$ лет

7. Для восстановления энергетического потенциала системы следует использовать реабилитационные циклы.

8. Сверхинтенсивная (насильственная) выработка легкодоступных запасов нефти (EOR, Enhanced Oil Recovery) при длительном применении приводит к быстрому истощению и разрушению месторождений.

Многие из этих концепций отражены в многочисленных публикациях автора в России и за рубежом [1, 11, 12].

Выводы и предложения

Необходимо сосредоточить усилия для добычи остаточной (трудноизвлекаемой) нефти на разрабатываемых или законсервированных месторождениях, в том числе в Западной Сибири, включая вновь образованные объемы углеводородных масс. Количество такой нефти сейчас может достигать более 50 % от ранее разведанных запасов. Для ее извлечения предлагается принципиально новый подход – щадящие методы, ориентированные на сохранение месторождения как целостной системы с целью более длительной его разработки (IOR, Improved Oil Recovery) в противоположность сверхинтенсивной коммерческой добыче насильственными методами, разрушающими месторождение

как систему (EOR, Enhanced Oil Recovery). На эту тему мной была опубликована статья [12], которая стала очень популярной в рейтинговом международном научном сообществе ResearchGate (9690 прочтений).

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

Чтобы иметь представление о пластовых флюидах, о процессах, которые происходят в пласте во время эксплуатации залежи, и об источниках пластовой энергии, необходимо подробно изучать залежь нефти в непрерывном режиме с помощью специальных датчиков, расположенных непосредственно внутри продуктивных пластов (очагов). Это позволит в дальнейшем правильно управлять технологическим процессом добычи нефти для повышения эффективности.

Для этого чрезвычайно важно иметь постоянно действующие исследовательские полигоны на разрабатываемых месторождениях, а также осуществлять регулярный мониторинг на всех ранее пробуренных скважинах.

Автор настойчиво предлагает создать на базе Верх-Тарского и Малоичского месторождений Новосибирской области **комплексный научно-исследовательский образовательный нефтяной полигон**, чему посвятил ряд статей [1 и др.].

Особое внимание следует уделить проблеме восполняемости запасов углеводородов на разрабатываемых и законсервированных месторождениях.

Необходимо применять реабилитационные циклы для восстановления энергетического потенциала системы [4]. Должны быть предусмотрены методы и технологии активной реабилитации (как в медицине), чтобы достичь эффективного и быстрого результата.

Углеводородные ресурсы требуется беречь и пополнять, так как они необходимы человечеству на далекую перспективу.

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

Необходимо воссоздать Министерство геологии РФ в полном профессиональном, обновленном согласно нашему времени и запросам, формате.

В науках о Земле многочисленные геологические и геофизические исследовательские направления развиваются относительно успешно, но нет объединенной научно-практической программы, главной целью которой было бы изучение динамики развития Земли, определяющей глобальные и локальные процессы и катастрофические явления. Особенно необходимы обновления в нефтегазовой



геологии и геофизике, где много противоречивых идей и концепций и явно ощущается необходимость нового мышления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Запывалов Н. П.** Динамика жизни нефтяного месторождения // Изв. ТПУ. – 2012. – Т. 321, № 1. – С. 206–211.
2. **Запывалов Н. П.** Новые научные и практические аспекты нефтегазовой геологии. – Palmarium Academic Publishing, 2013. – 102 с.
3. **Запывалов Н. П.** О нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири // Концептуальные модели и возможные пути поиска залежей углеводородов в доюрском комплексе Томской области: сб. науч. тр. открытой науч. конф. – Томск: Изд-во ТПУ, 2018. – URL: <https://earchive.tpu.ru/handle/11683/51575>.
4. **Запывалов Н. П.** Реабилитационные циклы – основа активного долголетия и высокой конечной нефтеотдачи нефтенасыщенных систем // Сб. тр. Междунар. науч.-практ. конф. «Новые идеи в геологии нефти и газа». – М.: МГУ, 2015. – С. 85–87.
5. **Запывалов Н. П.** Современные геологические концепции и технологии прогноза, разведки и освоения нефтегазовых месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 11. – С. 20–23.
6. **Запывалов Н. П., Павлов Ф. В.** Индия – путь к большой нефти, 1955–2005. – Новосибирск: Акад. изд-во «Гео», 2005. – 208 с.
7. **Запывалов Н. П., Попов И. П.** Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск: Акад. изд-во «Гео», 2003. – 198 с.
8. **Леворсен А.** Геология нефти и газа. Сер. «Науки о земле». Т. 22. – М.: Мир, 1970. – 638 с.
9. **Трофимук А. А.** Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1997. – 369 с.
10. **Causes** of volcanic unrest at Mt. Spurr in 2004–2005 inferred from repeated tomography / I. Koulakov, S. Smirnov, V. Gladkov, et al. // Scientific Reports. – 2018. – Vol. 8. – URL: <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/science/publications/publ-causes-of-volcanic-unrest-at-mt-spurr-in-2018>.
11. **Zapivalov N. P.** Upstream Midstream risks and uncertainties. New ways of thinking // DEW: Drilling and Exploration World. – 2019. – Vol. 28 (January), Issue 3. – P. 37–46.
12. **Zapivalov N. P.** Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery // Enhanced Oil Recovery: Methods, Economic Benefits and Impacts on the Environment. – New-York, 2015. – P. 81–94.

© Н. П. Запывалов, 2022



УДК 553.044:553.041:553.98

№ 12с ♦ 2022

ПЯТНАДЦАТЬ ЛЕТ УЧАСТИЯ СНИИГГиМС В РАЗРАБОТКЕ И РЕАЛИЗАЦИИ «ПРОГРАММЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ И ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ В ПОЛЬЗОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)»

А. И. Варламов, А. С. Ефимов, М. Ю. Смирнов

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, Москва, Россия

Начало строительства трубопроводной системы ВСТО и утверждение в 2005 г. «Программы геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)» дали старт активному освоению восточносибирских недр. Основными мероприятиями являлись две программы: геолого-разведочных работ и лицензирования. Применение программного подхода к оценке перспектив освоения рассматриваемых территорий обусловлено масштабностью и важностью решаемых задач по выходу восточносибирской нефти на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Аналогов оценки таких обширных территорий на основе применяемого подхода в мировой практике пока нет.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, геолого-разведочные работы, лицензирование, минерально-сырьевая база, углеводородное сырье, программный подход.

FIFTEEN YEARS OF PARTICIPATION OF SNIIGGiMS IN THE DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION OF THE PROGRAM OF GEOLOGICAL STUDY AND GRANTING FOR USE OF HYDROCARBON FIELDS IN EASTERN SIBERIA AND THE REPUBLIC OF SAKHA (YAKUTIA)

A. I. Varlamov, A. S. Efimov, M. Yu. Smirnov

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia

The beginning of the ESPO pipeline system construction and approval of the “Program for the geological study and presentation for use of hydrocarbon deposits in Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia)” in 2005 gave the start to the active development of the East Siberian subsoils. The main activities of the Program were geological exploration and licensing. The application of the program approach to assessing the prospects for development of the territories under consideration is substantiated by the scale and importance of the tasks being solved for the entry of the East Siberian oil to markets of the Asia-Pacific region countries. There are no analogues of the assessment of such vast territories on the basis of the applied approach in world practice yet.

Keywords: Eastern Siberia, geological exploration, licensing, mineral resources base, raw hydrocarbons, program approach.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-12s-70-74

Показатели состояния ресурсной базы углеводородов в Восточной Сибири и Республике Саха позволяют утверждать, что здесь, в том числе в зоне пролегания трубопроводов «Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) и «Сила Сибири», в результате продолжительной деятельности большого числа научных и производственных геолого-разведочных коллективов, особенно за 2004–2019 гг., созданы все предпосылки для начала надежного функционирования новых центров нефтегазодобычи и загрузки этих трубопроводов.

Целесообразность проведения нефтегазописковых работ в Восточной Сибири впервые была обоснована в конце 1920-х – начале 1930-х гг. выдающимися советскими геологами А. Д. Архангельским, И. М. Губкиным, Н. С. Шатским. Обширная программа поисков нефти в Сибири была разработана в 1932–1934 гг. при активном участии И. М. Губкина. В его работах и выступлениях с научных и государ-

ственных позиций обосновывалась необходимость ведения нефтепоисковых работ в различных районах Восточной Сибири.

Научные исследования инициировали и сопровождали процесс изучения этих территорий на предмет нефтегазоносности на всем его протяжении в XX в. и до сегодняшнего дня. Его можно разделить на три неодинаковых по длительности этапа, различающихся по характеру планирования и организации, что было обусловлено внешними обстоятельствами:

1. Начальный этап оценки и обоснования высоких перспектив нефтегазоносности региона, по сути, начинался с упомянутой программы И. М. Губкина. Его можно ограничить 1979 г., когда было принято Постановление Совета Министров СССР от 21 марта 1979 г. № 265 «О мерах по усилению геолого-разведочных работ на нефть и газ в Восточной Сибири».

2. Этап разворота региональных и поисковых работ. После принятия указанного постановления в регион были направлены огромные объемы материально-технических и людских ресурсов, организовывались экспедиции, строились поселки, формировалась специальная транспортная инфраструктура. Особенно интенсивно ГРП велись с 1980-х и примерно до 1992 г. (рис. 1). В этот период были

утверждено «Энергетической стратегии России на период до 2020 года».

В 2004 г. СНИИГГИМС было поручено разработать проект «Программы геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)» (далее – Программа). Разработанный проект был утвержден в статусе действу-

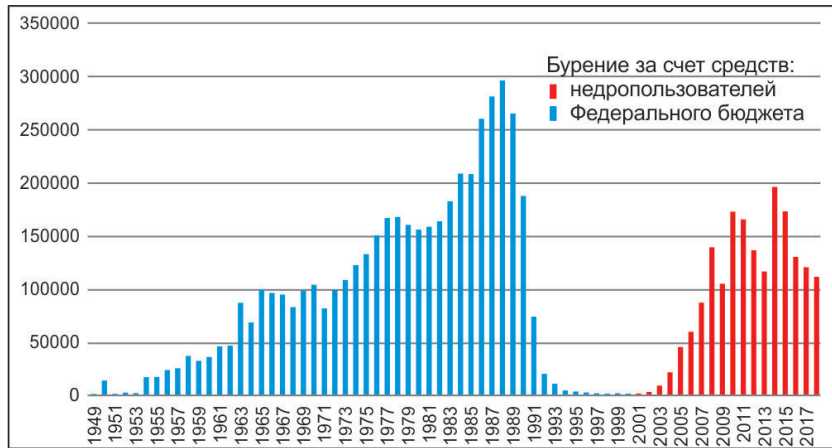


Рис. 1. Динамика объемов глубокого бурения на нефть и газ на Сибирской платформе (м) за 1949–2019 гг.; диаграммы по другим видам геолого-разведочных работ (сейсморазведке и др.) и их объемам выглядят аналогично

открыты все наиболее крупные месторождения нефти и газа в регионе.

3. Этап подготовки основных запасов промышленных категорий углеводородов и их освоения. Этот период следует рассматривать с начала 2000 г. с принятия решения о строительстве нефтепровода ВСТО.

Важнейшую роль сыграло появление в 2002–2003 гг. первых проектных вариантов трассы будущего нефтепровода ВСТО, а в 2004 г. правительство РФ утвердило задание на разработку его проекта с мощностью 80 млн т нефти в год. Последовал еще ряд важных правительственных решений, в том чис-

лющего государственного документа приказом Министра природных ресурсов № 219 от 29.07.2005. Основной целью Программы было определено ресурсное обеспечение экспортноориентированной трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан». Срок реализации – 2005–2020 гг., зона действия – территории с перспективными нефтегазоносными недрами в Красноярском крае, Иркутской области и Республике Саха (рис. 2) [1]. В 2012 г. Программа была утверждена в новой редакции с дополнениями. Программа, имевшая нефтяную направленность, являлась важным федеральным документом, определяющим основные принципы

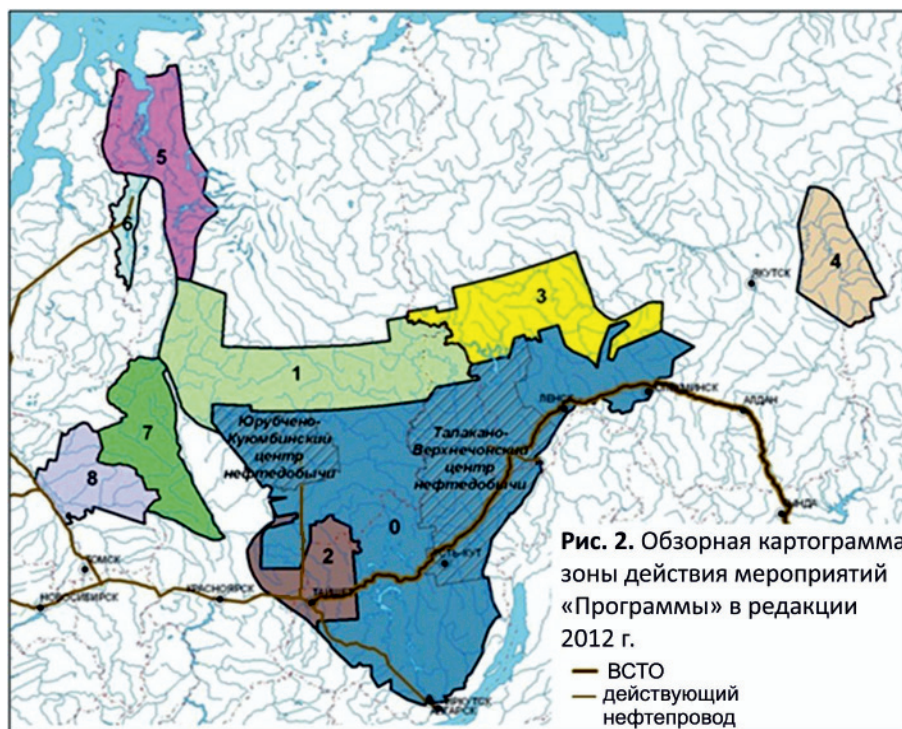


Рис. 2. Обзорная картограмма зоны действия мероприятий «Программы» в редакции 2012 г.

— ВСТО
— действующий нефтепровод

Цифры на карте – первоочередные районы расширения Программы: 0 – территория первоочередного лицензирования и освоения (Программа 2005 г.); районы, прилегающие к территории Программы 2005 г.: 1 – северный, 2 – юго-западный; районы Республики Саха (Якутия): 3 – западный, 4 – восточный; районы Красноярского края: 5 – западный, 6 – Ванкорский, 7 – Предъенисейский; 8 – Предъенисейский район Томской области

и ориентиры нефтяного недропользования на востоке страны до 2020 г. Основными ее мероприятиями были программа геолого-разведочных работ (ГРР) и программа лицензирования [2].

Разработка положений Программы, мониторинг ее реализации и оперативная актуализация на основании достигаемых результатов геологического изучения и лицензирования недр осуществлялись научным коллективом сотрудников СНИИГГиМС и ВНИГНИ. Применение программного подхода к оценке перспектив освоения рассматриваемых территорий обусловлено масштабностью и важностью решаемых задач по выходу восточносибирской нефти на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР).

Аналогов оценки таких обширных территорий на основе применяемого подхода в мировой практике пока нет.

Научное сопровождение является системообразующим фактором данного проекта; в нем можно выделить три ветви:

- контрольно-управляющую (разработка планов и программ, мониторинг событий в ходе лицензионных работ и ГРР, составление сводных отчетов);
- геоинформационную (весь цикл информоборота данных, относящихся непосредственно к недрам);
- инновационную (методические и технологические разработки в области как ГРР, так и обработки и анализа данных).

Научное обоснование и сопровождение работ по реализации (СНИИГГиМС совместно с ВНИГНИ и ИНГГ СО РАН) – показательный пример эффективного взаимодействия геологической науки с геолого-разведочным производством при реализации крупного, стратегически значимого проекта в условиях рыночной экономики. Об этом свидетельствуют основные результаты работ по Программе на 01.01 2020 (рис. 3, 4).

Возможность дальнейшего наращивания запасов углеводородного сырья определяется следующими факторами:

- фактическим состоянием недоразведанной части запасов нефти и газа разрабатываемых и разведываемых месторождений УВ;
- наличием подготовленных ресурсов УВ на изученной ранее территории распределенного и нераспределенного фонда недр как ближайшего резерва для новых открытий;

– наличием локализованных, перспективных и прогнозных ресурсов УВ.

При оценке возможного прироста запасов в основу расчетных коэффициентов положены материалы подсчета разведанных запасов на известных месторождениях, а также учтен опыт ранее выполненных количественных оценок ресурсов УВ для Восточной Сибири.

С учетом этого в дальнейшем представляется целесообразным применять следующие параметры перевода запасов и ресурсов в категорию разведанных (категория C_1) (см. таблицу):

- для категории оцененных запасов (B_2 и C_2) коэффициент перевода 0,7;
- для категории подготовленных ресурсов (D_0) – 0,35;
- для локализованных и частично локализованных ресурсов ($D1_{лок}$) – 0,25;
- для прогнозных ресурсов (D_2) – 0,15.

Практический интерес представляют оценки ожидаемого прироста запасов непосредственно до 2030 г. На первоначальном этапе этого периода преобладающим источником прироста промышленных запасов нефти и газа будет недоизученная часть запасов и подготовленных ресурсов распределенного фонда недр (в основном это месторождения-спутники в районе основных действующих и потенциальных центров добычи нефти и газа, а также участки недр, на которых в настоящее время недропользователями проводятся поисково-оценочные работы). Значительный резерв для прироста запасов также остается от ресурсов объектов, подготовленных к бурению и числящихся в нераспределенном фонде недр.

Состояние работ на распределенном фонде недр (объемы сейсморазведки 3D, поисково-оценочного и разведочного бурения) показывает, что в ближайшее время и до 2030 г. от имеющейся ресурсной базы на распределенном фонде недр может быть получен прирост запасов УВ категории C_1 в объеме не менее 1,7 млрд т нефти и 2,4 трлн м³ газа. Дополнительно в этот же период в освоение могут быть вовлечены и недоизученные запасы нераспределенного фонда в пределах перспективных центров добычи, так как в большинстве своем они составляют часть запасов месторождений распределенного фонда недр, пока не переданных в пользование действующим держателям лицензий. Из данного объема запасов в промыш-

Прогноз ожидаемого прироста запасов нефти и газа категории C_1 из фактических запасов категории B_2+C_2

Территория	Нефть (извлекаемые), млн т		Газ (балансовые), млрд м ³	
	Оцененные (B_2+C_2)	Возможный прирост (C_1)	Оцененные (B_2+C_2)	Возможный прирост (C_1)
Красноярский край	1008,47	705,929	961,149	672,8043
Иркутская область	737,984	516,589	2897,058	2027,941
Республика Саха (Якутия)	309,13	216,391	991,796	694,2572
Всего	2055,584	1438,91	4850,003	3395,002

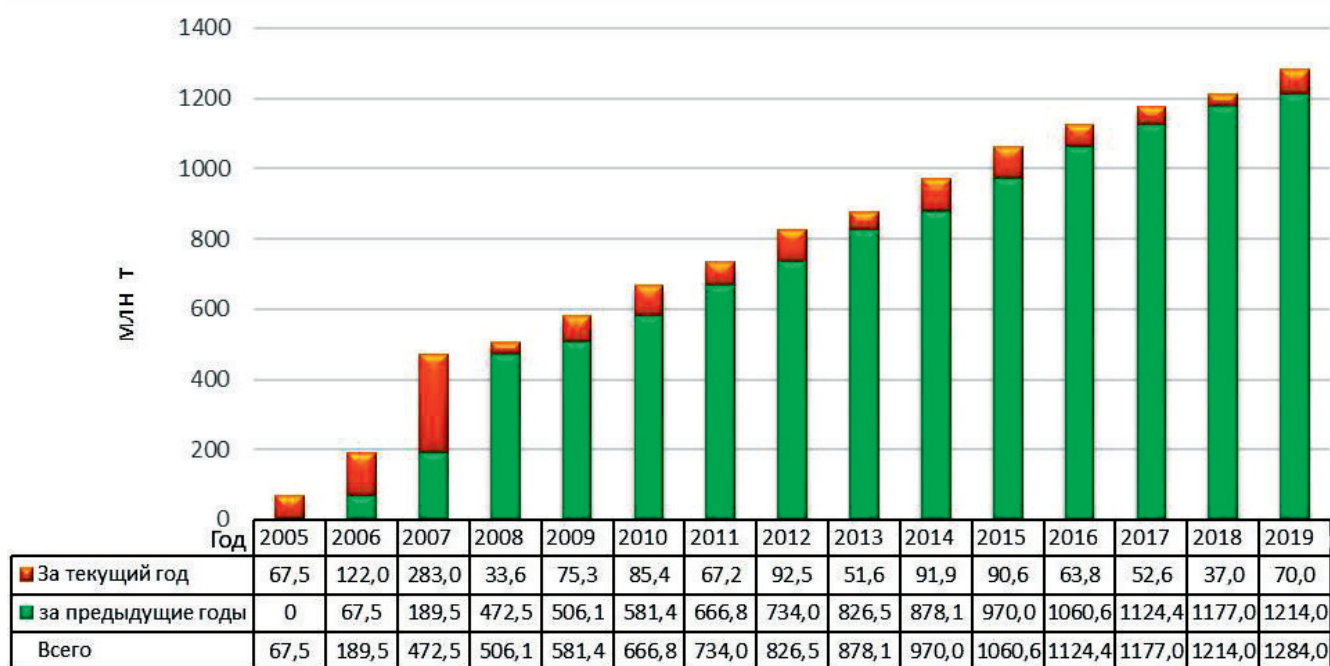


Рис. 3. Динамика прироста запасов нефти категории C₁ на территории действия

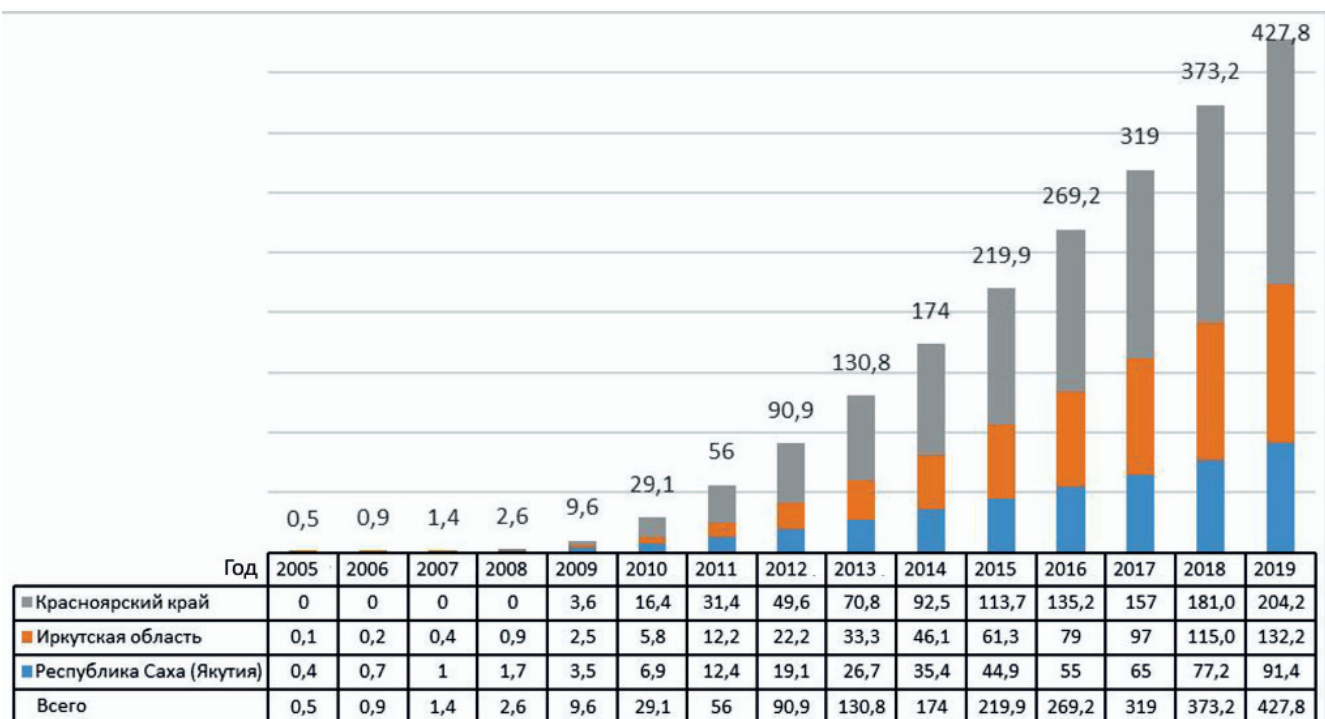


Рис. 4. Динамика добычи нефти на территории действия Программы за 2005–2019 гг.

ленные категории могут быть переведены запасы нефти 27 млн т, газа 126 млрд м³.

Кроме того, в случае реализации всего комплекса исследований в планируемых к изучению нефтегазоперспективных зонах нераспределенного фонда недр можно подготовить от 1100 до 1600 млн т запасов нефти и 3200–4000 млрд м³ газа.

В перспективе имеется возможность наращивания разведанных запасов нефти и газа из нелокализованной части перспективных и прогнозных ресурсов УВ категорий D₁ и D₂ слабоизученных территорий, для чего требуется их уточнение и лока-

лизация региональными геофизическими работами и параметрическим бурением, а также лицензирование и последующее изучение новых перспективных площадей.

На рис. 5 представлен сводный расчет возможного прироста запасов УВ из достигнутой ресурсной базы нефти и газа. При сравнении прогнозных показателей прироста запасов по Программе версий 2005 и 2012 гг. (13473 млн т УВ) видно, что они могут быть увеличены более чем на 30 %.

Реальные шаги по обеспечению прироста запасов углеводородного сырья промышленных

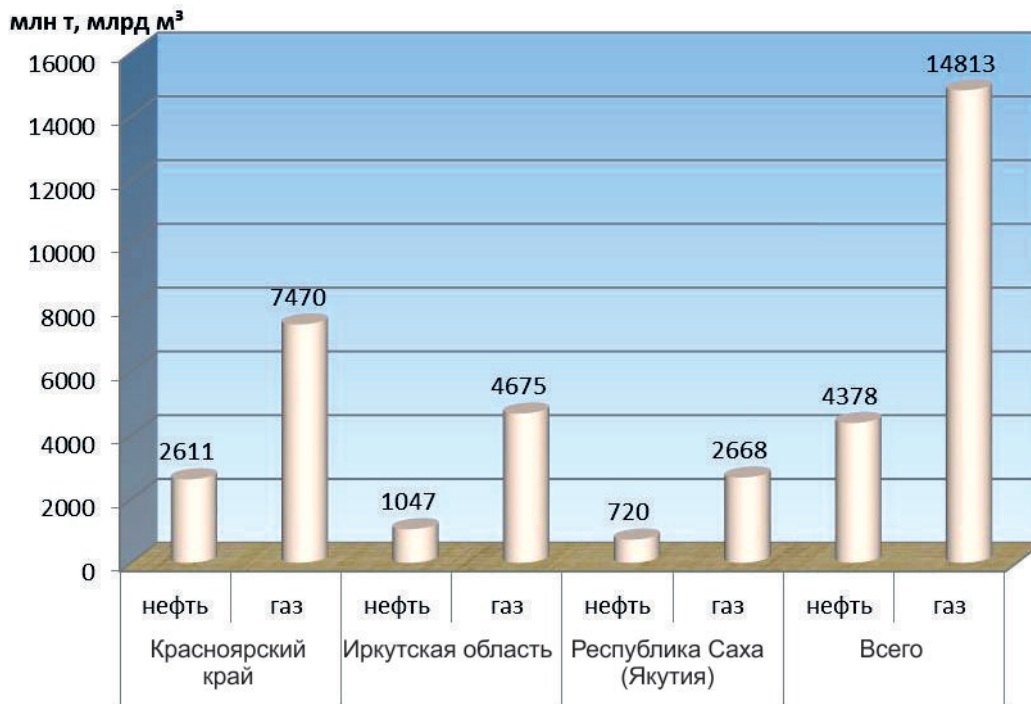


Рис. 5. Оценка возможностей прироста запасов нефти и газа категории C_1 на основе достигнутой ресурсной базы УВ

категорий осуществляются недропользователями. Коммерческий интерес недропользователей к освоению восточносибирских и якутских недр определяется степенью их инвестиционной привлекательности, которая, в свою очередь, зависит от усилий государства по геологическому изучению нераспределенных и малоосвоенных территорий. Государство, таким образом, выступает главным инициатором начала масштабного освоения перспективных территорий, и успех геолого-разведочных работ, выполняемых за счет средств федерального бюджета, определяет дальнейшие шаги по освоению недр, прогнозные уровни прироста запасов и возможность пополнения бюджетов различного уровня.

В этих условиях становится важным ответственный и комплексный подход к планированию

федеральных ГРР. Основным видом здесь являются региональные геолого-разведочные работы, реализуемые в пределах выделенных нефтегазоперспективных зон, в том числе параметрическое бурение, а также научно-исследовательские и тематические и прочие работы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Состояние** и перспективы развития минерально-сырьевой базы нефти и газа Восточной Сибири и Республики Саха / А. И. Варламов, А. А. Герт, А. С. Ефимов и др. // Разведка и охрана недр. – 2007. – № 8. – С. 3–8.

2. **Состояние** сырьевой базы и перспективы наращивания объемов добычи в рамках «Программы ВСТО» / А. И. Варламов, А. А. Герт, П. Н. Мельников и др. // Геология нефти и газа. – 2017. – № 6 – С. 48–67.

© А. И. Варламов, А. С. Ефимов, М. Ю. Смирнов, 2022



ИСТОРИЯ ОТКРЫТИЯ И ИЗУЧЕНИЯ ПАЙЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. ВКЛАД СНИИГГиМС

А. В. Исаев

Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

Кратко рассмотрена история открытия и изучения Пайяхского нефтяного месторождения. Показана эволюция модели месторождения, изменение запасов и ресурсов месторождения по мере получения новых данных. Отображена роль недропользователей.

Ключевые слова: Таймыр, Енисей-Хатангский региональный прогиб, Пайяхское месторождение, нефть, запасы, сейсморазведка, обработка, интерпретация, АО «СНИИГГиМС», ОАО «Пайяха», АО «Нефтегазхолдинг», АО «Таймыргеофизика».

HISTORY OF DISCOVERY AND STUDY OF THE PAYAKHSKOYE OIL FIELD. CONTRIBUTION OF SNIIGGiMS

A. V. Isaev

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources has been involved in the study of the Payakhskoye field since 1999, including processing and interpreting materials, correcting the model and developing recommendations for the work performance. Investigations were carried out in a division of the Institute under the leadership of the Honored Geologist of the Russian Federation, Candidate of Geological Sciences (PhD) Isaev A.V. The Payakhskiy cluster fields have become the resource base of the strategic and largest project of the Vostok Oil Company, a subsidiary of Rosneft PJSC in the modern oil and gas industry.

Keywords: Payakhskoye oil field, SNIIGGiMS, Taimyrneftegazgeologiya, Petroleum Technologies, Neftegazholding, Rosneft OC.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-12s-75-78

Пайяхское нефтяное месторождение расположено в Таймырском (Долгано-Ненецком) АО Красноярского края в 130 км к северу от г. Дудинки. Географически месторождение находится на правом берегу р. Енисей, за Полярным кругом.

Месторождение открыто при бурении параметрической скв. Пх-1 в своде одноименного поднятия, выявленного геофизиками Таймырской геофизической экспедиции (ТГЭ) по результатам сейсморазведочных работ МОВ в 1970 г. Пайяхское поднятие по отражающим горизонтам Iб (верхний готерив), Iг (нижний готерив) и IIб (средняя юра) представляло собой слегка вытянутую в широтном направлении куполовидную структуру. По горизонту Iб (кровля суходудинской свиты) площадь поднятия составляла 192 км² при амплитуде 30 м. Скважина закончена бурением в 1990 г. при забое 4207 м в отложениях малышевской свиты средней юры. Продуктивными оказались отложения нижнехетской (шуратовской) свиты нижнего мела. В скв. Пх-1 получен приток нефти дебитом 30,5 м³/сут. из интервала 3420–3436 м. В 1990 г. месторождение было поставлено на баланс с извлекаемыми запасами нефти категории C₁+C₂ 33,55 млн т.

В 1988–1990 гг. ТГЭ проведены дополнительные сейсморазведочные работы МОГТ. В результате наличие Пайяхского поднятия не подтверждено, но в нижнемеловых отложениях был околонтурен Южно-Пайяхский неантиклинальный объект линейно-вы-

тянутой формы субширотного простирания размерами 43×6 км, площадью 185 км².

Для проверки перспектив данного объекта в 1991–1997 гг. были пробурены три поисковые скважины (Пх-2, Пх-3 и Пх-4), в которых были спущены эксплуатационные колонны и проведено испытание. В скв. Пх-2 из инт. 3432–3439 м получен приток нефти дебитом 2,2 т/сут, газа 4 тыс. м³/сут; в скв. Пх-3 приток не получен вследствие отсутствия коллектора; в скв. Пх-4 получена пленка нефти (коллектор маломощный и плотный). Данные бурения двух последних скважин показали, что месторождение имеет более сложное геологическое строение, чем прогнозировалось геофизиками ТГЭ по результатам работ конца 1980-х гг.

С целью уточнения геологической модели месторождения и заложения новых поисковых скважин СНИИГГиМС в 1999–2000 гг. по заказу первого владельца Пайяхского лицензионного участка (Таймырнефтегазгеология) выполнил научно-исследовательские работы по комплексной переобработке данных сейсморазведки и поискового бурения для создания базовой геолого-геофизической модели Пайяхского месторождения [6].

В результате этих работ установлено, что месторождение представлено линзами песчаников в конусах выноса («ачимовская толща») на моноклинали, т. е. залежи нефти здесь не контролируются структурным планом и относятся к литологиче-

скому типу. При этом было показано, что основные перспективы открытия новых залежей ожидаются на севере и северо-востоке Пайяхского ЛУ.

На основании созданной СНИИГГиМС в 2000 г. базовой геолого-геофизической модели месторождения выполнен оперативный подсчет запасов нефти, утвержденный протоколом ЦКЗ № 1-2001 от 20.12.2000. Геологические/извлекаемые запасы нефти составили: по категории C_1 4183/1255 тыс. т, C_2 – 43016/12904 тыс. т. При этом значительно увеличилась оценка ресурсов нефти Пайяхского месторождения по категории C_3 – до 240,048/72,015 тыс. т.

В 2001 г. на основании результатов исследований СНИИГГиМС была заложена поисковая скв. Пх-6 в 4 км севернее скв. Пх-1. Немного ранее с целью проверки модели, разработанной в ТГЭ, в 9 км юго-западнее скв. Пх-1 началось бурение скв. Пх-5, но обе они не достигли проектной глубины и были законсервированы в 2002 г. из-за прекращения финансирования.

Интересно, что в 2001–2002 гг. на площади была проведена сейсморазведка 2D в объеме 570 км. Обработка и интерпретация новых и архивных материалов выполнена специалистами Правобережной сейсмопартии 06/99-2002 (Таймыргеофизика) под руководством главного геофизика В. А. Балдина. Они резко раскритиковали модель, предложенную СНИИГГиМС, а рекомендации о смещении основных перспектив нефтеносности на север от скв. Пх-1 и по заложению скв. Пх-6 признали недостаточно обоснованными и ошибочными. По их мнению, нефтенасыщенные коллекторы Пайяхского месторождения приурочены к песчаникам барового типа, распространение которых ограничивается территорией вокруг скв. Пх-1, Пх-2. Однако в скв. Пх-6, вскрывшей два пласта нефтенасыщенных песчаников, получен фонтанный приток нефти до 24 м³/сут. Тем самым был подтвержден прогноз СНИИГГиМС [1].

В 2008 г. СНИИГГиМС по заказу ОАО «Пайяха» (новый собственник Пайяхского ЛУ) провел обобщающие тематические работы по уточнению модели месторождения. По их результатам генераль-



Испытание скв. Пх-6, 14 октября 2009 г, интервал 3421–3468 м

ный директор ОВО «Пайяха» В. Р. Складов принял решение о добурировании скв. Пх-6. Осенью 2009 г. скважина вскрыла нефтеносные песчанники группы HxIV толщиной более 20 м, из которых получены притоки нефти (24 т/сут) и газа (2,7 тыс. м³/сут) (см. рисунок). Следует отметить, что, кроме залежи в пластах HxIV-1-3, скв. Пх-6 впервые вскрыта залежь в пласте Hx0 [1].

После успешного бурения скв. Пх-6 руководство ОАО «Пайяха» приняло решение о покупке Северо-Пайяхского ЛУ, в пределах которого СНИИГГиМС прогнозировал нефтенасыщенные линзы песчаников, и о проведении полевых сейсмических работ с целью установления границ залежей Пайяхского месторождения

В 2009 г. по рекомендации СНИИГГиМС были выполнены исследования МОГТ-3D в объеме 104 км² с целью уточнения контуров Пайяхской литологической ловушки, а в 2010–2011 гг. на Северо-Пайяхском ЛУ – МОГТ-2D (310 пог. км) для установления северной и восточной границ зоны распространения продуктивных песчаниковых тел.

Обработка полевых материалов была проведена в ЗАО «Геофизический аналитический центр» под руководством генерального директора В. Л. Сергеева, а интерпретация сейсморазведки в 2009–2011 гг. – в Сибирском центре обработки, интерпретации и экспертизы геофизических данных (СНИИГГиМС) под руководством А. В. Исаева. Кроме оконтуривания конкретных залежей Пайяхского месторождения, заказчиком была поставлена задача установления новых перспективных близлежащих участков, для чего проведена переобработка и интерпретация архивных материалов на соседних площадях в объеме более 2000 км.

По результатам данных работ в клиноформных отложениях выделено пять самостоятельных литологических ловушек-залежей, в которых (по оперативному подсчету запасов нефти, проведенному в 2010 г. ООО «ВНИГНИ-2/2», Москва), начальные геологические/извлекаемые запасы нефти Пайяхского месторождения на 01.01.2011 г. по категории C_1 составили 8690/2607 тыс. т, C_2 – 187632/56290 тыс. т, что позволяет отнести месторождение к крупным, сложного строения. Запасы нефти были учтены в государственном балансе (протокол Роснедра № 18/238-пр от 15.04.2011 г.). Кроме этого, на основе полученных данных недропользователем были приобретены четыре новых ЛУ (Иркинский, Муксунижский, Приозерный, Песчаный). Наиболее перспективны, по заключению СНИИГГиМС, были Иркинский и Песчаный, где прогнозировался крупный конус выноса [6].

В 2012 и 2014 гг. на месторождении за счет средств недропользователя пробурены скв. Пх-7 и Пх-8, которые вскрыли продуктивные пласты группы HxIV, а также нефтенасыщенный пласт HxIII (скв. Пх-7). Полученные при бурении данные подтвердили предложенную СНИИГГиМС в 2000–



2009 г. модель Пайяхского месторождения. С учетом новых материалов в 2014 г. выполнен оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа на Пайяхском месторождении, и запасы нефти месторождения увеличены (C_1 – более 67/20 млн т, C_2 – более 288/86 млн т).

В 2015 г. в пределах Западно-Пайяхской ловушки пробурена скв. ЗПх-1, которая вскрыла нефтенасыщенные песчаники пластов группы Нх. После пересмотра данных сейсморазведки и бурения в 2015 г. Пайяхская, Северо-Пайяхская, Западно-Пайяхская, Южно-Пайяхская, Восточно-Пайяхская литологические ловушки были объединены в один сложно построенный нефтегазоперспективный объект размерами более чем 10×30 км и площадью свыше 300 км²

В 2014–2016 гг. на Пайяхском и Северо-Пайяхском ЛУ по заказу нового недропользователя ОАО «ННК» проведены полевые работы МОГТ-3D на площади 700 км² с целью подготовки Пайяхского месторождения к разведке и оптимального заложения поисковых и разведочных скважин. Обработка материалов выполнена ООО «ПетроТрейс», а интерпретация – СНИИГГиМС. В результате в общем подтверждена модель Пайяхского месторождения и уточнены ее детали: пять залежей размерами от 7–14 км до 14–36 км и площадями от 118 до 400 км² в пластах группы Нх, во всех залежах извлекаемые запасы нефти категории C_{1+2} составили более 370 млн т, балансовые более 1250 млн т.

В 2018 г. недропользователь (ОАО «ННК» – АО «Нефтегазхолдинг») по рекомендации СНИИГГиМС пробурил практически в центре Ирkinского ЛУ поисковую скв. Ирк-1, которая вскрыла аналогичные пайяхским нефтенасыщенные песчаники группы Нх общей толщиной свыше 100 м. В это же время на Северо-Пайяхском ЛУ пробурена скв. Пх-12, также вскрывшая нефтенасыщенные песчаники [4, 5].

В 2018–2020 гг. на Ирkinском ЛУ пробурены еще три поисковые скважины (Ирк-101, 2, 3), и все они оказались успешными. С учетом новых данных бурения и анализа архивных сейсмических материалов по профилям, отработанным в акватории р. Енисей, уточнены размеры Ирkinского конуса выноса, спрогнозированного СНИИГГиМС еще в 2011 г [6]. При этом высказано предположение, что данный конус (дельта?), имеющий размеры 32×47 км и площадь свыше 1300 км², мог быть сформирован только крупным водным потоком, вероятно, Прото-Енисеем. Продуктивные скв. ЗИ-31 и ЗИ-47, пробуренные новым собственником «НК «Роснефть» в 2021–2022 гг., подтвердили размеры этого конуса выноса [4, 5].

В результате проведенных ГРП в 2018–2019 гг. стало ясно, что в Арктическом секторе России на территории Таймырского Долгано-Ненецкого района Красноярского края открыто уникальное по запасам месторождение нефти. Значительный вклад в его открытие и изучение внесли сотрудники отдела

обработки и интерпретации геофизических материалов СНИИГГиМС под руководством заслуженного геолога Российской Федерации, к. г.-м. н. А. В. Исаева. В ходе прошедшего в конце апреля 2019 г. совещания Госкомиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ), была озвучена новая оценка запасов Пайяхской группы месторождений (в пределах Пайяхского, Северо-Пайяхского, Ирkinского и Песчаного ЛУ). Роснедра рассмотрели и одобрили заявку АО «Нефтегазхолдинг» на постановку на госбаланс извлекаемых запасов нефти Пайяхской группы месторождений в размере более 1,2 млрд т по категориям C_1+C_2 (электронный ресурс <https://neftegaz.ru/news/Geological-exploration/452449-zapasy-payyakhi>).

Новые данные, полученные СНИИГГиМС в 2014–2019 гг. на основе обобщения результатов ГРП на Таймыре, проведенных как силами недропользователей, так и в рамках программ Федерального агентства, дали основание для существенного расширения площади высокоперспективных земель на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба и выделения самостоятельной Пайяхской зоны нефтенакпления площадью около 30000 км² с прогнозными ресурсами нефти 5 млрд т (извл.) [4, 5].

В заключение отметим, что месторождения Пайяхского кластера стали ресурсной базой стратегического и крупнейшего в современной нефтегазовой отрасли проекта компании «Восток Ойл» – дочерней компании ПАО «НК «Роснефть». Столь значимые результаты обусловлены в том числе тесным и плодотворным сотрудничеством СНИИГГиМС с ОАО «Пайяха» под руководством генерального директора В. Р. Склярова и АО «Нефтегазхолдинг» под руководством главного геолога А. А. Полякова

Основные результаты работ по Пайяхскому месторождению содержатся в шести статьях [1–6] и семи фондовых работах по комплексной переработке данных сейсморазведки и поискового бурения с целью создания базовой геолого-геофизической модели Пайяхского месторождения (2000), комплексной переработке данных сейсморазведки и поискового бурения с целью уточнения геологической модели Пайяхского лицензионного участка (2008), интерпретации материалов 3D-сейсморазведки на Пайяхском лицензионном участке (2010), интерпретации материалов 2D-сейсморазведки на Северо-Пайяхском лицензионном участке (2011), комплексным геолого-геофизическим исследованиям данных по скв. Пх-7 и материалов сейсморазведки с целью уточнения модели и запасов Северо-Пайяхского месторождения (2013), программе геолого-разведочных работ на Ирkinском, Муксунихском, Песчаном, Приозерном ЛУ в период 2015–2019 гг. (2015), обработке и комплексной интерпретации широкоазимутальных сейсмических данных МОГТ-3D на Пайяхском и Северо-Пайяхском лицензионных участках (2018). Полученные данные служили основой при подсче-



те запасов нефти Пайяхского месторождения в разные годы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Перспективные** нефтегазоносные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба: результаты сейсмогеологического моделирования / А. В. Исаев, В. А. Кригин, Ю. А. Филипцов и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 2 (6). – С. 74–82.

2. **Перспективы** нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба / А. В. Исаев, В. П. Девятков, В. А. Кригин, С. М. Карпукхин // Геология нефти и газа. – 2010. – № 4. – С. 13–23.

3. **Исаев А. В., Кригин В. А., Карпукхин С. М.** Перспективы нефтегазоносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального про-

гиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10, № 3. – С. 9.

4. **Исаев А. В., Поляков А. А.** Пайяхская зона нефтенакпления – трудноизвлекаемая нефть Таймыра // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14, № 4. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/2019/36_2019.pdf.

5. **Исаев А. В., Поляков А. А.** Пайяхская зона нефтенакпления западной части Енисей-Хатангской НГО // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2020. – № 1. – С. 20–39.

6. **Isaev A. V., Devyatov V. P., Karpukhin S. M.** Planetary and regional aspects of development and structure of northern Siberia oil and gas bearing clinoform complexes // Proceedings of the 34th International Geological Congress: Abstracts. – 2012. – No. 1422. – P. 631.

© А. В. Исаев, 2022

СНИИГГиМС В ИСТОРИИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ В РОССИИ

Ф. М. Каменецкий¹, В. В. Филатов²¹Университет Людвиг-Максимилиана, Мюнхен, Германия; ²Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия

История отечественной электроразведки – это прежде всего история возникновения, развития и угасания научных школ, а также история жизни и творчества ученых, которые эти школы создавали. На фоне истории российской электроразведки дан краткий исторический экскурс становления электроразведочной школы в Сибири, сложившейся в результате тесного сотрудничества специалистов СНИИГГиМС и ИГиГ СО АН СССР. Охвачен период от середины 1960-х гг. до настоящего времени. Учитывая юбилей СНИИГГиМС, мы акцентировали основное внимание на работах геофизиков института.

Ключевые слова: история, электроразведка, научные центры Сибири, электроразведка ЗСБ (ЗМПП), аэроэлектроразведка, электромагнитное сканирование, Сибирская платформа, СНИИГГиМС.

SNIIIGGIMS IN THE HISTORY OF DEVELOPMENT OF ELECTRIC EXPLORATION IN RUSSIA

F. M. Kamenetsky¹, V. V. Filatov²¹Ludwig Maximilian University of Munich, Munich, Germany; ²Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia

The paper gives a description of remarkable works of the electrical exploration creator Konrad Schlumberger and his company that moved to Russia in the early 30^s of the last century and covers the pre-war and post-war periods and their continuation up to the present day, including the participation of scientists who worked in SNIIIGGIMS at various times. People make history. This essay is also about people. First of all, about our teachers, about the electric exploration researchers of the older and successive generations, whose efforts initiated modern electric exploration.

Keywords: history, electric exploration, Schlumberger, France, scientific centers of European Russia and Siberia, SNIIIGGIMS.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-12s-79-84

История российской электроразведки насчитывает почти 150 лет. Одним из первых мысль об использовании электрических и электромагнитных эффектов для изучения Земли высказал в России П. И. Бахметьев в конце XIX в. Порфирий Бахметьев, согласно существовавшим тогда законам, по завершении реального училища не имел права учиться в российских университетах, и ему пришлось уехать в Швейцарию, где в 1880 г. он поступил в Цюрихский университет. Затем у него возник конфликт с российскими властями, и он переехал в Болгарию, где со временем стал профессором Софийского университета. В Россию он приехал только незадолго до смерти в 1913 г. и, в частности, выступил с первым научным сообщением о возможности использования электрических эффектов в геологических целях.

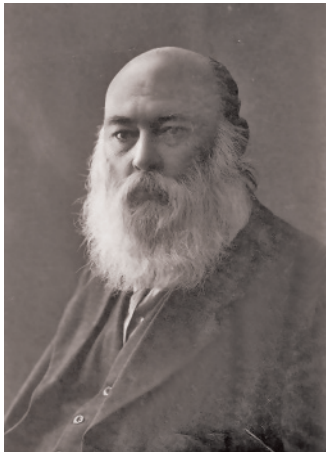
В 1903 г. появилась монография Е. И. Рагозина «О применении электричества к исследованию рудных залежей», где были рассмотрены вопросы распространения электрического поля в геологических структурах. К сожалению, эта работа тогда осталась практически незамеченной, и только через 20 лет были разработаны теоретические и практические методы электроразведки постоянным током в геологии.

Важнейшую роль в развитии прикладной европейской и российской электроразведки сыграл Конрад Шлюмберже [2]. Он создал и практически

опробовал один из основных методов электроразведки – метод сопротивлений, включающий вертикальные электрические зондирования (ВЭЗ), а также электропрофилирование (ЭП). В практику были введены понятия: горизонтально-слоистая модель Земли, кажущееся сопротивление, билогарифмический масштаб для отображения кривых ВЭЗ, палетки для интерпретации. Тогда же был создан потенциометр Шлюмберже, широко применявшийся в электроразведке и для электрокаротажа скважин до 1970-х гг. Он производился во многих странах, в том числе и в России. В фирме «Шлюмберже» был разработан и впервые применен метод естественного поля (ЕП) и предложен метод вызванной поляризации (ВП) для поисков вкрапленных руд.

В начале 1930-х гг. фирма начала работы в СССР. В 1929 г. с ней был заключен контракт, и многие инженеры фирмы переехали работать в Россию. В «Шлюмберже» работали и многие российские студенты и молодые ученые, будущие разработчики советской разведочной геофизики, поэтому роль французских геофизиков в становлении российской электроразведки оказалась весьма значительной.

В 1936 г. сотрудники фирмы были обвинены в шпионаже. Тех, кто обладал французским гражданством, выслали из страны, остальных арестовали. Через несколько дней после возвращения во Францию у К. Шлюмберже случился инфаркт, и он умер.



П. И. Бахметьев
(1860–1913)



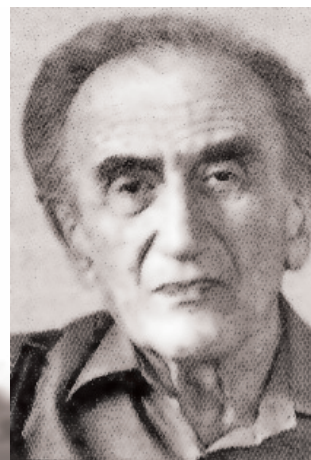
К. Шлюмберже
(1878–1936)



А. А. Петровский
(1873–1942)



В. Б. Бурсиан
(1886–1945)



С. М. Шейнманн
(1903–1986)

Для дальнейшего развития российской электроразведки огромное значение имели исследования профессоров Ленинградского университета, в первую очередь А. А. Петровского (1873–1942) [2]. Он пришел в геофизику в 1920-х гг., уже будучи известным физиком и наиболее крупным радиотехником того времени. Под его руководством к 1924 г. независимо от фирмы «Шлюмберже» была разработана теория, методика и аппаратура ЕП. Также он занимался развитием и внедрением методов постоянного тока (ВЭЗ, ЭП) и ондометрии (так раньше назывались методы высокочастотного переменного тока).

Особую роль в развитии электроразведки сыграл В. Р. Бурсиан (1886–1945), который внес большой вклад в разработку математической теории и практики применения метода сопротивлений и электромагнитных методов. В. Р. Бурсиан происходил из обрусевших немцев, и судьба его трагична: в 1937 г. он был арестован и отправлен в лагерь, где через несколько лет умер.

Ведущим теоретиком в этой группе выдающихся электроразведчиков, безусловно, был С. М. Шейнманн (1903–1986), талантливый ученик В. Р. Бурсиана [2]. Его судьба также была трудной:

несколько лет он, как и его учитель, провел в лагерях и тюрьмах. Арестовывали его трижды: в 1923 г. (еще студентом Политехнического института, где и слушал лекции В. Р. Бурсиана), в 1931 г. (работал во ВНИГРИ) и в 1949 г. (Московский филиал ВНИГРИ). По ссылкам, лагерям и «шарашкам» исколесил всю страну. По всем делам был со временем реабилитирован. Освободился в 1954 г., жил в Ленинграде, работал в ВИРГ, стал доктором технических наук. До, во время и после отсидок занимался геофизикой, т.е. физикой гетерогенной (флюидо-породной) среды, развивал теорию метода ВП. Тем самым С. М. Шейнманн сыграл огромную роль в развитии ЭМ-геофизических методов. Он был первым, кто ввел ВП в уравнения Максвелла в виде стороннего тока диффузии. Результаты своих исследований изложил в монографии «Современные физические основы теории электроразведки» (Л., Недра, 1969).

Теория метода частотного зондирования (ЧЗ) и магнитотеллурического зондирования (МТЗ) в современном виде была сформулирована академиком А. Н. Тихоновым (1906–1993) и его учениками. К этой же группе относятся ученые, развивавшие идеи А. Н. Тихонова, – М. Н. Бердичевский (МТЗ) и Л. Л. Ваньян (зондирования становлением поля в дальней зоне источника (ЗСД)), а также сотрудники ИГиГ (впоследствии Институт нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) СО РАН) в Новосибирске.

Одна из первых электроразведочных научных школ сформировалась в Московском геолого-разведочном институте (МГРИ). Основал ее заведующий кафедрой геофизики профессор А. И. Заборовский (1894–1976), автор научных работ по теории ЭМ-методов и двух учебников по электроразведке. К этой школе принадлежали в том числе Ю. В. Якубовский (1918–2012) и Ф. М. Каменецкий (1930–2018), руководившие Отраслевой научно-исследовательской лабораторией ЭМ-геофизических методов (ОНИЛ ЭГМ). Основным достижением лаборатории было создание метода переходных процессов (МПП), или, в соответствии с другим часто используемым названием, метода зондирования



становлением поля (ЗС). МПП был зарегистрирован как изобретение.

Что же касается изучения поляризуемости горных пород, то наиболее плодотворной для создания общей феноменологической теории (ОФТ) ЭМ-поля в поляризующихся средах оказалась идея екатеринбургского геофизика профессора В. В. Кормильцева (1936–2006), который ввел в уравнения ЭМ-поля поляризуемость независимо от ее природы [13].

В ИГиГ электроразведочные работы возглавили москвичи Д. С. Даев и Л. Л. Ваньян, сплотившие группу талантливых молодых ученых. В этот период были созданы теоретические основы метода зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) и выполнена оценка влияния вмещающей среды на результаты наблюдений в индукционной рудной электроразведке. А. А. Кауфманом была разработана теория индукционного каротажа. Принципи-



А. Н. Тихонов
(1906–1993)



Ф. М. Каменецкий
(1930–2018)



В. В. Кормильцев
(1936–2006)



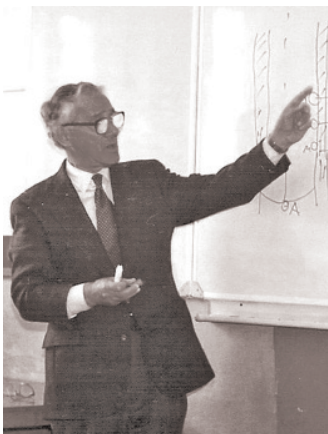
Л. Л. Ваньян
(1932–2001)

Эта теория была развита Ф. М. Каменецким как для электрической, так и для магнитной поляризации. Впоследствии на ее основе для метода ЗС был разработан и широко опробован способ разделения индукционных и поляризационных полей (Ф. М. Каменецкий, В. М. Тимофеев, Г. М. Тригубович, А. В. Чернышев [3, 12,13]).

Другим крупным центром развития электроразведки в 1960–1970-е гг. в России стал Новосибирск в связи с созданием здесь Института геологии и геофизики в составе Сибирского отделения Академии наук СССР. Здесь сложилась уникальная ситуация: наличие мощной вычислительной базы и Новосибирского государственного университета, обеспечивающего подготовку высококвалифицированных специалистов, а также переезд в Новосибирск ведущих ученых из западных научных центров России и Украины.

альным шагом вперед стали работы Л. А. Табаровского по использованию интегральных уравнений при решении прямых задач теории ЭМ-поля в горизонтально-неоднородных проводящих средах, что расширило круг рассматриваемых моделей и способствовало существенному развитию теоретической базы методов электроразведки. Важным этапом стало создание (с участием Л. А. Табаровского, Г. М. Морозовой (1936–2010), В. Н. Соколова, М. И. Эпова) программы расчета ЭМ-полей в горизонтально-слоистых проводящих средах. Результаты расчетов по этой программе послужили основой для многих теоретических и методических исследований в области электроразведки.

Одновременно в Новосибирске был создан отраслевой институт Министерства геологии – Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), в котором направлению, связанному с электроразведочными работами, уделялось большое внимание. В 1970–1980-х гг. работы в области рудной электроразведки возглавлял Г. А. Исаев (1937–1992), а в области нефтяной электроразведки – Б. И. Рабинович (1930–2000). Теоретические и экспериментальные исследования СНИИГГиМС были нацелены на решение конкретных геологических задач, на создание соответствующего методического и технологического сопровождения полевых работ и интерпретации получаемых материалов. В 1970–1993 гг. в связи с успешным проведением электроразведочных работ ЗСБ на Сибирской платформе (первое полевое зондирование этим методом было выполнено летом 1970 г. в среднем течении р. Подкаменная Тунгуска) институт занял



А. А. Кауфман



Л. А. Табаровский

Б. И. Рабинович
(1930–2000)Г. А. Исаев
(1937–1992)В. С. Сурков
(1926–2016)

А. К. Захаркин

лидирующие позиции в широком внедрении этого метода электроразведки в практику [1]. Немаловажным фактором также послужила практическая востребованность разработок СНИИГГиМС в геофизическом освоении Сибирской платформы. Неоценимую роль сыграла также многолетняя последовательная позиция директора института В. С. Суркова, активно поддерживавшего развитие электроразведочного направления.

Совместными усилиями СНИИГГиМС и СибОКБ была последовательно создана линейка приборов (сначала «Цикл-1», затем «Цикл-2», «Импульс-Ц», «Импульс-Ц2», «Импульс-3», «Цикл-4»). В этой работе заметный след оставили Д. И. Кунин, В. Е. Гольдорт, Г. В. Саченко, А. И. Паули, Б. П. Балашов, Ф. М. Хаов, А. К. Захаркин.

Не последнюю роль сыграло и партнерское взаимодействие с сотрудниками ИГиГ СО АН СССР, имевшими передовые позиции в СССР в теоретических аспектах метода.

В это время в СНИИГГиМС регулярно проводились семинары, на которых ученые и производственники со всей Сибири делились полученными результатами и обсуждали возникающие проблемы.

Помимо этого, выполнялись нацеленные на перспективу исследования по целому ряду направ-

лений. Изучались возможности использования многокомпонентных ЭМ-зондирований и интерпретации данных (Б. И. Рабинович, В. С. Могилатов, В. В. Финогеев). Ц. М. Левицкой и Н. Г. Полетаевой были начаты работы по изучению поляризуемости горных пород на представительной коллекции образцов руд и осадочных пород в условиях воды и нефтенасыщения, а также исследования ЭМ-поля в поляризующихся средах (Г. А. Исаев, Н. Г. Полетаева) и в средах с магнитной вязкостью (А. К. Захаркин, Н. О. Кожевников). Кроме того, Я. И. Гитарцем и С. С. Форгангом был завершен и опробован криогенный магнитометр «Криом». Началось широкое использование в полевой практике электроразведочной аппаратуры серий «Цикл» и «Импульс». В. С. Могилатовым предложен новый тип источника поля – круговой электрический диполь, эквивалентный вертикальной линии АВ [5].

Наряду с интенсивным развитием ЗСБ в нефтепоисковой области в институте активно развивалось параллельное направление в области рудной геофизики под руководством Г. А. Исаева. Усилиями коллектива, куда входили Г. М. Тригубович, Г. Б. Ицкович, В. В. Филатов, Н. Г. Полетаева, для поисков и разведки рудных месторождений была разработана технология зондирований методом переходных процессов (ЗМПП), которая успешно применялась



Н. Г. Полетаева



В. В. Филатов



Ю. Г. Соловейчик



А. В. Чернышев

на рудных месторождениях Горного Алтая и в Норильском рудном районе [4].

Дальнейшее развитие матобеспечения интерпретации ЗСБ на рубеже 1990-х гг. привело к рождению программ с автоматизированной обратной задачей и развитым графическим интерфейсом: это программы «ЭРА» (М. И. Эпов, И. Н. Ельцов, Ю. А. Дашевский, ИГИГ СО АН СССР), «ПОДБОР» (В. С. Могилатов, А. В. Злобинский, СНИИГГиМС [6]).

В середине 1990-х гг. объемы ЭМ-исследований, проводимых в России, были значительно сокращены из-за трудностей финансирования во время перестроечного периода, что привело к сворачиванию некоторых направлений и к отъезду ряда квалифицированных специалистов за рубеж.

Тем не менее работы по созданию новых электроразведочных технологий активно продолжались. В частности, именно в это время Г. А. Исаевым и В. В. Филатовым был создан и успешно опробован аппаратно-методический комплекс ЯМР-МПП для поисков пресных вод, объединяющий магнитно-резонансные и электромагнитные методы [7].

Были разработаны и внедрены в практику электроразведки ЗСБ быстрые программы решения прямых и обратных задач на основе системы уравнений Максвелла в трехмерных областях (Ю. Г. Соловейчик, М. Г. Персова, Г. М. Тригубович). На их базе была создана новая технология 3D-ЗСБ (Г. М. Тригубович, М. Г. Персова, А. В. Чернышев, А. А. Белая, М. В. Абрамов [9]). Под технологией 3D-ЗСБ®, в отличие от других декларируемых методов 3D-электроразведки, подразумевается приведение в соответствие экспериментальных и теоретических значений отклика исследуемой среды во всей пространственно-временной области одновременно для всех положений приемно-генераторной конструкции путем дискретного подбора объемного распределения проводимости в геологической среде.

Для метода ЗС реализован способ разделения индукционных и поляризационных полей (Ф. М. Каменецкий, Г. М. Тригубович, А. В. Чернышев [13]). Способ основан на использовании результатов измерений с установками разных размеров и/или кон-

фигурации и успешно опробован при картировании нефтяных коллекторов в Сибири, на кимберлитовых объектах Якутии и рудных объектах Алтая. Он является составной частью технологии трехмерной электроразведки ЗС в комплексе с магнитотеллурикой. Для площадных исследований 3D-ЗСБ используется закрепленный источник ЭМ-поля и до 100 пространственно-разнесенных приемников [8].

В аэрогеофизике способ реализован на результатах измерений с многодатчиковыми системами.

Все эти технологии развиваются и в настоящее время. ЭМ-исследования в Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (ИНГГ) и в СНИИГГиМС возглавляет академик М. И. Эпов. Видное место занимают развитие методов каротажа скважин, исследование закономерностей распространения ЭМ-полей в дисперсных и анизотропных средах, разработка программного обеспечения для решения прямых и обратных задач.

Значительные успехи достигнуты в области аппаратурных разработок методом ЗС и теоретического анализа поведения ЭМ-полей в поляризующихся (диспергирующих) геологических средах. Эти работы ведутся в СНИИГГиМС и компании «ЕМ-Разведка» в Новосибирске профессором Г. М. Тригубовичем и его сотрудниками А. В. Чернышевым, А. А. Белой, М. В. Абрамовым, А. В. Куклиным и др. Основное направление работ – создание поисково-оценочных комплексов для углеводородных сред и твердых полезных ископаемых, которые включают наземные технологии и аэрогеофизику, обеспеченных современным базовым аппаратурным комплексом серии «Импульс» [2, 10, 13].

Отметим, что заметной тенденцией развития аэрогеофизики, получившей широкое распространение на Западе, является использование вертолетных разведочных платформ. По своим техническим характеристикам вертолетные платформы существенно превосходят самолетные системы, благодаря новым техническим решениям в области специальных авианесущих конструкций, мощного электромагнитного канала, приближения геофизических сенсоров к объекту исследования.



В. С. Могилатов



М. И. Эпов



Г. М. Тригубович



Начало применения вертолетной электроразведки в мире относят к 1962 г., когда А. Барринджером (1962) была создана оригинальная электромагнитная система INPUT (Induced Pulse Transient electromagnetic exploration system), принцип построения которой актуален до сих пор. В настоящее время наиболее продвинутые системы аэроэлектромагнитных зондирований предлагаются многими зарубежными компаниями (The HELITEM time-domain EM system, SkyTEM, Geotech VTEM, CGG fixed-wing TDEM systems, fixed wing SPECTREM2000 time-domain EM). Однако до сих пор аэрогеофизика является исключительной областью деятельности специализированных контрагентов.

Первая русская система АТЕМ-h была разработана в Москве Ф. М. Каменецким (МГРИ, 1978). Следующая, более мощная система IMPULSE-A – Г. М. Тригубовичем (СНИИГГиМС, 1999). Работа была проведена совместно с кафедрой аэрогидродинамики НГТУ (С. Д. Саленко). Всесторонняя и поддержка разработки директором СНИИГГиМС академиком В. С. Сурковым позволила провести ее летные испытания уже летом 2000 г., а построена система в 1999 г.

Были также разработаны варианты аэроэлектропроводки методом переходных процессов (АМПП) с размещением генераторного контура на фюзеляже легкого вертолета К-26, а приемного – в выпускной gondole; вертолетная поисковая электромагнитная система становлением поля «Импульс-А5» для поисково-оценочных работ на ТПИ с использованием высокочастотного электромагнитного канала.

Для наземных работ под руководством Г. М. Тригубовича разработана технология электромагнитного сканирования во временной области (ЭМС), реализованная на основе измерений по методу переходных процессов (МПП), выполняемых в движении [11].

В отличие от других методов наземной электроразведки, технология ЭМС обеспечивает высочайшую плотность точек измерений (от 1800 до 450000 на 1 км съемки), благодаря чему обеспечивается высокая точность регистрации процесса становления поля. Высокая плотность исследований позволяет выполнять прецизионные структурно-вещественные построения в рудной электроразведке для наиболее востребованного на сегодня диапазона глубин до 150 м.

К сожалению, в нашем кратком очерке невозможно охватить все направления электромагнитных исследований, которые развиваются в сибирской школе электроразведки и перечислить всех участников «большого электроразведочного бума», который начался в 1950–1960-е гг. и не затих до сих пор, несмотря на все кризисы, перестройки, перекраивание границ и прочие мелкие неприятности.

Но мы надеемся, что нам удалось показать: электроразведочные направления не только не угасли, но и продолжают развиваться, открывая перед современной геофизикой все новые горизонты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Захаркин А. К.** СНИИГГиМС – инициатор постановки нефтепоисковых электроразведочных работ ЗСБ на Сибирской платформе (исторический экскурс) // *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири.* – 2021. – № 3. – С. 112–118.
2. **Каменецкий Ф. М., Золотая Л. А.** Очерк об истории российской электроразведки // *Геофизика.* – 2017. – № 2. – С. 88–95.
3. **Каменецкий Ф. М., Тригубович Г. М.** Феноменология вызванной поляризации // *Геофизика.* – 2013. – № 3. – С. 80–83.
4. **Методические** рекомендации по интерпретации зондирований методом переходных процессов / Г. А. Исаев, Г. Б. Ицкович, Г. М. Тригубович, В. В. Филатов. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1985. – 90 с.
5. **Могилатов В. С., Балашов Б. П.** Зондирование вертикальными токами (ЗВТ) // *Изв. РАН. Сер. Физика Земли.* – 1994. – № 6. – С. 73–79.
6. **Могилатов В. С., Захаркин А. К., Злобинский А. В.** Математическое обеспечение электроразведки ЗСБ. Система «Подбор». – Новосибирск: Акад. изд-во «Гео», 2007. – 155 с.
7. **Сторожев А. В., Филатов В. В.** Обратные задачи геофизической ЯМР-томографии // *Геофизика.* – 1996. – № 5–6. – С. 89–94.
8. **Тригубович Г. М.** Инновационные поисково-оценочные технологии электроразведки становлением поля воздушного и наземного базирования // *Разведка и охрана недр.* – 2007. – № 8. – С. 80–87.
9. **Тригубович Г. М., Персова М. Г., Соловейчик Ю. Г.** 3D-электроразведка становлением поля. – Новосибирск: Наука, 2009. – 214 с.
10. **Филатов В. В., Тригубович Г. М.** О феноменологии электромагнитных полей. – Новосибирск: Свиныин и сыновья, 2022. – 176 с.
11. **Электромагнитное** сканирование во временной области для решения рудных и инженерных задач / А. А. Белая, А. В. Куклин, Г. М. Тригубович, А. В. Чернышев // *Инженерная и рудная геофизика: Матер 17-й науч.-практ. конф. и выставки.* – Геленджик, 2021. – С. 36.
12. **Kamenetsky F. M., Stettler E. H., Trigubovich G. M.** Transient Geo-Electromagnetics. – Munich: L-M University, 2010. – 306 p.
13. **Kamenetsky F. M., Trigubovich G. M., Chernyshev A. V.** Three lectures on geological medium induced polarization. – Munich: L-M University, 2014. – 56 p.

ТОМСКИЙ ФИЛИАЛ СНИИГГИМС – 50 ЛЕТ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ВМЕСТЕ С ГОЛОВНЫМ ИНСТИТУТОМ

Н. Л. Падалко

Томский филиал Сибирского НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Томск, Россия

Дочернее предприятие СНИИГГИМС под разными названиями существует в г. Томске с 1972 г. Первый руководитель – И. Б. Санданов. В филиале работали в разное время известные всей Сибири ученые: Е. Е. Даненберг, И. А. Иванов, А. В. Ежова, Г. И. Тищенко, Г. П. Худорожков, Л. М. Спольский, Н. А. Брылина, В. Б. Белозеров, В. Е. Пешков и др. Широко известна также лаборатория изотопных методов под руководством С. И. Голышева

Ключевые слова: ТФ СНИИГГИМС, И. Б. Санданов, нефть Томской области, изотопные методы в геологии.

TOMSK BRANCH OF SNIIGGIMS – 50 YEARS OF ACTIVITY TOGETHER WITH THE LEADING RESEARCH INSTITUTE

N. L. Padalko

Tomsk branch of Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Tomsk, Russia

The subsidiary of SNIIGGIMS has existed in Tomsk under various names since 1972, the first head was I. B. Sandanov. Scientists known throughout Siberia worked in the branch at different times: E. E. Danenberg, I. A. Ivanov, A.V. Ezhova, G. I. Tishchenko, G. P. Khudorozhkov, L. M. Spolsky, N. A. Brylina, V. B. Belozero, V. E. Peshkov et al. The Laboratory of Isotope Methods under the supervision of S. I. Golyshev is also widely known.

Keywords: TB of SNIIGGIMS, I. B. Sandanov, oil of Tomsk region, isotope methods in geology

DOI 10.20403/2078-0575-2022-12s-85-89

В 1972 г. на базе Обь-Иртышской геолого-разведочной экспедиции было создано Томское отделение Сибирского НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (приказ Мингео СССР № 77 от апреля 1972 г.). Основными его задачами были:

1. Разработка научных основ поисков и разведки месторождений нефти и газа и нерудного сырья на юго-востоке Западно-Сибирской плиты, прогнозная оценка этих полезных ископаемых.

2. Усовершенствование методов поисковых и разведочных работ и анализа горных пород, нефтей, газов, пластовых вод с помощью ядерно-физических исследований, в том числе на базе Томского исследовательского ядерного реактора.

Томское отделение (ТО) организовали в пределах ассигнований СНИИГГИМС без выделения дополнительных средств, что создавало определенные трудности: не было материально-технической базы, подсобных и складских помещений, квартир для сотрудников и т. д. Решение этих проблем потребовало больших усилий со стороны руководства головного института – директора академика В. С. Суркова и его заместителей д. г.-м. н. Ф. Г. Гурари, В. И. Бгатов, А. Э. Конторовича.

Несомненно, особый вклад в создание и развитие ТО внес его первый директор к. г.-м. н. И. Б. Санданов. Научным куратором в 1972–1995 гг. был А. Э. Конторович, который не просто определял научные направления отделения, он приезжал в Томск и непосредственно на месте решал любые

задачи: и научные, и организационные (взаимодействие с ПГО «Томскнефтегазгеология», Комитетом по геологии Томской области, снабжение сложным оборудованием, обучение в аспирантуре и многое, многое другое).



Иван Болданович Санданов (27.08.1928–06.01.1986)

В 1973–1980 гг. ТО ежегодно принимал на работу молодых специалистов – выпускников ТПУ, ТГУ, геолого-разведочного техникума: геологов-нефтяников, гидрогеологов, нерудников, физиков, химиков, специалистов по вычислительной технике, а также техников разных специальностей. Институт был комсомольско-молодежным коллективом (более 3/4 сотрудников были моложе 33 лет). Руководители лабораторий и секторов (С. И. Голышев, В. Г. Иванов, А. В. Маляренко, Ю. М. Столбов, Г. И. Тищенко, В. А. Ростовцев, В. А. Баженов) тоже были молоды – чуть за тридцать, талантливы, все кандидаты наук. Конечно, были приглашены и заслуженные ученые, известные нефтяники Е. Е. Даненберг, Л. М. Спольский, Т. Н. Пастухова, И. А. Иванов; литолог А. В. Ежова; бывшие сотрудники Обь-Иртышской экспедиции – предшественницы нашего института палинологи и стратиграфы доктор наук Л. Г. Маркова (была секретарем партийной организации отделения), С. К. Черепнина, А. М. Ярошинская (первый ученый секретарь). Вообще-то сейчас, вспоминая прошлое, я думаю, как же у нашего руководства, у директора И. Б. Санданова хватало терпения и сил работать с этим молодым, не очень дисциплинированным и не очень профессионально грамотным, но чрезвычайно энергичным коллективом. Помимо профессионального обучения, надо было помочь с жильем, детскими яслями и садами.

Это было самое веселое и плодотворное время: мы работали, физики и химики осваивали азы нефтяной геологии, учились в аспирантурах, защищали диссертации, ездили на полевые работы, участвовали в спортивных соревнованиях, научных конференциях. У нас были очень боевые комитет комсомола и Совет молодых ученых и специалистов (я была его председателем), нас дважды в год заслушивали на ученом совете. За не сданные вовремя кандидатские экзамены кое-кто и выговоры получал. В 1980 г. за организацию городской конференции молодых ученых (секция геологическая) нас (больше 20 человек) наградили бесплатными путевками в ГДР и Польшу в рамках Бюро международного молодежного туризма «Спутник». Для всех это был первый выезд за границу.

Дружно и весело мы отмечали праздники, играли свадьбы, праздновали новоселья. Администрация сдержала обещания: каждый год мы получали 3–4 квартиры, а еще были места в общежитиях. Рядом с институтом на конечной остановке трамваев был небольшой пятючок земли с мусорной свалкой и огромной лужей. Как-то раз пришел кто-то и сообщил, что напротив института собираются строить дом, а жильцы годом раньше там посадили маленькие березки. Мы разом собрались, договорились с машиной, вывезли мусор, привезли землю, выкопали и пересадили растения. Сейчас рядом с институтом растет березовая роща: 32 высоких дерева (сегодня их пересчитала), им уже больше 30 лет!

Для многих из нас ТФ был первым местом работы. Прошли годы, мы стали профессиональными геологами-нефтяниками, геохимиками, кандидатами наук (защищено более 25 диссертаций), а В. Б. Белозеров позднее стал доктором наук.

Отступление – мои личные воспоминания

Начало пути. Позади диплом с отличием физтеха ТПИ, впереди – полная неизвестность в геологии. Пригласил меня Станислав Иванович Голышев, который раньше работал на нашей кафедре в ТПИ. Соблазнил тем, что лаборатория изотопных методов абсолютно новая, можно продолжить работу по диплому: теоретически рассчитывать изотопные эффекты для природных процессов, да и квартиру в будущем обещали, а мы с мужем были бездомные, нас как раз выгнали из очередной деревяшки-засыпушки. Отмечу: все обещания шеф (так мы в лаборатории называли С. И. Голышева) выполнил. Встреча-беседа с директором И. Б. Сандановым – и вот я инженер ЛИМ ТО СНИИГГиМС. Вот только лаборатория – это пустые помещения, совершенно не приспособленные для масс-спектрометра, который к осени уже должен был появиться.

Первый наш масс-спектрометр – заслуга шефа. Он съездил на завод в Сумы, а там оказался готовый прибор, за который почему-то во время не заплатили. Шеф поехал в головной институт в Новосибирск, потом в Москву, в Министерство геологии. Деньги все обещают, но попозже. А платить надо срочно! Шеф нашел выход: прибор оплатил займы директор НИИ ядерной физики! Сотрудники нашей лаборатории, совсем молодые ребята, во главе с шефом все делали сами: технический водовод, раковины со сливом, силовой кабель, контур, заземление и т. д. Так начинался путь сегодняшней аккредитованной лаборатории изотопных методов.

Мой путь в геологию – сплошные муки.

Я привыкла к формулам, а тут одни описания, куча непонятных названий и терминов. До сих пор помню один совсем не смешной для меня случай. Директор И. Б. Санданов созвал совещание, и там показывали карту и говорили про баженовскую свиту. Меня о чем-то спросили, и я сообщила, что Баженов Виктор со свитой сидят на 2-м этаже в конце коридора. Сначала наступила тишина, а потом раздался громкий хохот. Громче всех смеялся сам Витя Баженов (он стал крупным ученым-нерудником, но рано умер, светлая ему память).

А тут ещё один случай. Шеф договорился с Г. Н. Перозию о совместной работе по карбонатам, и меня послали в Новосибирск отбирать пробы. Я в жизни ничего не отбирала. Приехала, мне дали список, поставили на стол ящики с пробами в мешочках, показали, как делать бумажные пакетики и ушли. Пакетики, косые и кривые, я одолела, на каждом поставила номер – зачем лишнее



писать, ведь есть же список! – быстро отсыпала помаленьку порошка (пробы были истерты) и сижу, довольная. Когда Галина Николаевна увидела мое «творение», она потеряла дар речи, а когда услышала объяснение про лишнюю писанину на пакетике, то просто возмущилась. Так она мне объясняла отличие пробы, на отбор которой затрачен огромный труд, просто от хлама без привязки. Потом она принесла книгу «Карбонатные породы», велела ехать домой, читать и больше не показываться ей на глаза, а пробы не отдала. Позвонила Станиславу Ивановичу и попросила прислать геолога. А геолог у нас в лаборатории был один единственный – Саша Черепнин. Я Галину Николаевну очень боялась вначале, а потом, когда она была председателем НМС по лабораторным методам, а я защищала наши методики, страх прошел. Я ей благодарна и за тот урок, и за консультации по карбонатам. Кстати, когда много позже мы сами отбирали пробы в кернохранилище, наш молодой специалист-физик в точности повторил мой печальный опыт с той разницей, что номера проб без привязки он складывал в целлофановые пакетики.

Короче, после такого фиаско с пробами я подумала, что нет света в конце туннеля, одна тьма, и решила: пора бежать, это не мое, я никогда не освою эту геологию, и вообще я просто позорище! Как раз в это время к нам приехал Алексей Эмильевич Конторович, наш куратор из головного института, по образованию тоже физик. После разговора с ним как-то стало полегче на душе. Он договорился об аспирантуре в ГЕОХИ АН СССР в Москве, первом и лучшем институте по геохимии изотопов в стране. В декабре 1980 г. я сдала экзамены и стала аспиранткой заочницей. В ГЕОХИ у меня были замечательные учителя: доктор наук Владимир Алексеевич Гриненко, академик Эрик Михайлович Галимов. У нас на полке их книги стояли. Мы, аспиранты ГЕОХИ, не геологи, сначала сдавали экзамены по всем разделам геологии и геохимии в МГУ, а принимали их авторы книг, по которым мы учились, и только в последний год сдавали геохимию изотопов. Было трудно, но очень интересно, особенно ежегодный обязательный месяц работы в их лабораториях и выступление на их семинаре. Помимо расчетов мы проверяли изотопные геотермометры на реальных геологических объектах – золоторудных месторождениях Алтая. Главный мой консультант – Корнелий Рафаилович Рабинович, который руководил лабораторией СНИИГГиМС. В то время мой сын Дима еще в школу не ходил, муж тоже учился, жили очень далеко, времени ни на что не хватало. Но у нас всегда была самая дружная, замечательная лаборатория, всегда помогали в работе: и ребята, и шеф. Алексей Эмильевич, когда приезжал, обязательно вызывал нас и выслушивал – и как будто энергией подзаряжал. В январе 1984 г. я окончила аспиран-

туру в ГЕОХИ РАН, защитила диссертацию – и всё, ушли мои страхи перед геологией.

На последние годы советского периода (1985–1991 гг.) пришелся расцвет Томского отделения – максимальное финансирование и наиболее многочисленный состав (120–130 человек) позволили успешно решать поставленные перед ним задачи. Защитили кандидатские диссертации более 20 наших молодых ученых (В. Б. Белозеров, А. М. Огарков, Н. А. Брылина, Л. С. Манылова, О. Н. Костеша, Л. И. Егорова и др.).

В это время сформировалась школа геологов-нефтяников, которая занималась научным обоснованием и выдачей практических рекомендаций по перспективам нефтегазоносности и выработке основных направлений на нефть и газ в Томской области. Этот коллектив профессионалов под руководством Е. Е. Даненберга (И. А. Иванов, Г. И. Тищенко, Г. П. Худорожков, Л. М. Спольский, Н. А. Брылина, В. Б. Белозеров, А. М. Огарков, Л. И. Егорова, А. В. Ежова и др.) добился серьезных результатов:

- разработаны ресурсосберегающие технологии поисков и оценки месторождений углеводородного сырья на основе научно обоснованных подходов к расчленению и корреляции верхне- и нижне-среднеюрских пород осадочного чехла, зоны контакта и верхней части палеозойского фундамента;

- построены клиноформные модели строения осадков нижнемелового нефтегазоносного комплекса;

- созданы рекомендации к методике поисков и ускорению разведки высокодебитных месторождений нефти и газа в сложно построенных юрских коллекторах путем прогнозирования разуплотненных зон в продуктивных пластах на всех этапах геолого-разведочных работ.

Отделение располагало развитой материальной базой и уникальными технологическими разработками в области ядерно-физических методов: внедрялись в геологическую практику изотопно-геохимический и ядерно-литогеохимический комплексы исследований нефтегазоносных отложений, разрезов скважин, слабо изученных площадей, которые позволяли повысить эффективность поиска и разведки месторождений не только в Томской области, но и на слабо изученных территориях Западной и Восточной Сибири. Если нефтяные подразделения тесно работали с ПГО «Томнефтегазгеология» Миннео РСФСР, то аналитические (лаборатория изотопных методов и ядерной геохимии) – с нефтяными подразделениями СНИИГГиМС. Лаборатории создавались как составная часть аналитического комплекса головного института для изотопных и ядерно-геохимических исследований нефтей, газов, их компонентов, пород, битумоидов и их фракций, подземных вод, твердых полезных ископаемых.

Мы участвовали практически во всех отчетах нефтяных подразделений головного института. Не



только измеряли изотопный состав природных объектов, но и вместе с академиком А. Э. Конторовичем и коллегами получили фундаментальные закономерности фракционирования изотопов в органическом веществе разного типа и нефтях (получены авторские свидетельства).

Нам очень повезло: геологии нас учили замечательные учителя, талантливые, интеллигентные люди, настоящие профессионалы, влюбленные в свою работу. К сожалению, они ушли из жизни, но мы продолжаем их дела. Светлая им память! Мы работали совместно с выдающимися учеными нефтяниками СНИИГГиМС Л. В. Смирновым, О. Ф. Стасовой, Л. И. Богородской, В. И. Лотышевым; изучали карбонатные породы с Г. Н. Перозио, воды и рассолы с В. И. Вожовым; выполняли работы по геоэкологии, по эссенциальным микроэлементам в питьевых водах, по процессам в зонах минерального питания растений с В. И. Бгатовым. Для отдела твердых полезных ископаемых головного института и Красноярского филиала выполняли изотопные исследования минералов серы на золоторудных и полиметаллических месторождениях Алтая и Алтае-Саянской складчатой области, Красноярского края.

С наступлением лихих 1990-х отделение, как и головной институт, практически лишился государственных заказов, зарплату не получали месяцами. В это время наши сотрудники, уже не молодые специалисты, а профессионалы-нефтяники, ушли в «ТомскНИПИнефть», частные нефтяные компании; палинологов и палеонтологов вместе с их уникальными коллекциями приютил палинологический центр при ТГУ, литологов – ТПУ.

Но отделение, потеряв половину состава, не исчезло. Благодаря помощи головного института и лично Г. И. Тищенко (нач. геологического отдела «Томскнедра») усилиями нашего руководства удалось сохранить филиал. Новый директор В. Е. Пешков в 1995 г. развивал в институте направление, весьма востребованное для недропользователей Томской области, – комплексное проектирование под руководством Б. И. Велединского и О. В. Корневой. Вновь в филиал пришла молодежь, жизнь продолжалась. По заказам недропользователей выполнялись комплексные проекты обустройства нефтяных и газовых месторождений, а наиболее крупные конкурсные проекты – по заказу ОАО «Томскгазпром».

Укрепилась материальная база. В 2008 г. для лаборатории изотопных методов СНИИГГиМС приобрели новый современный масс-спектрометр DELTA V Advantage, фирмы Thermo Fisher Scientific (Германия), что позволило лаборатории получить аккредитацию, расширило ее возможности. Лаборатория изотопных методов (ЛИМ) выиграла по конкурсу два крупных договора с ООО «Газпромдобыча Ямбург», в ходе выполнения которых получены два патента по изотопным критериям типа вод в продукции и источника газов, поступающих в межко-

лонное пространство эксплуатационных скважин месторождений.

Во время работы над другим крупным госконтрактом (региональная изотопно-геохимическая поверхностная съемка, сопровождающая региональные сейсмические исследования Тегульдетской впадины на юго-востоке Томской области объемом 500 тыс. пог. м) впервые было осуществлено комплексирование двух видов изотопной съемки: 1) по изотопному составу углерода и кислорода карбонатной составляющей шлама и изотопного состава углерода углекислоты, десорбированной из шлама, 2) газогеохимической съемки, которую выполняли специалисты СНИИГГиМС. В результате оценены перспективы нефтегазоносности и даны рекомендации по дальнейшему выполнению ГРП на территории Тегульдетской впадины.

С 1986 г. после кончины И. Б. Санданова руководителями ТО были В. Г. Иванов (1986–1988), С. И. Гольшев (1989–1995), В. Е. Пешков (1995–2007), Н. В. Сысолятин (2007–2008), С. С. Ершов (2008–2009), В. Б. Поплавский (2010–2016), с 2016 г. по настоящее время – юрисконсульт Д. Ж. Ким.

Из-за экономической ситуации в стране наше название и юридический статус не раз изменялись: в 1972–1995 гг. – Томское отделение, а в 1995–2003 гг. – дочернее предприятие СНИИГГиМС, с 2004 г. – Томский филиал ФГУП «СНИИГГиМС», но неизменными при этом оставались задачи, поставленные при его создании и успешно решавшиеся все время его функционирования.

В год 40-летия Томского филиала СНИИГГиМС вышел специальный номер журнала «Геология и минеральные ресурсы Сибири» с научными статьями сотрудников всех подразделений, в которых были представлены наиболее интересные результаты работ последних лет, историческая справка из которой использована при написании этой статьи [1, 2].

С 2015 г., когда мы стали Томским филиалом АО «СНИИГГиМС», который вошел в холдинг «Росгеология», финансовая ситуация стала резко ухудшаться. ГРП и НИР в Томской области были практически прекращены. Наши нефтяные подразделения, лаборатории ядерной геохимии и гидрогеологии остались без договоров и вскоре были сокращены. Оказался без финансирования и проектный отдел.

Единственная оставшаяся из аккредитованных наша лаборатория изотопных методов без замечаний дважды прошла подтверждение компетентности и продолжала участвовать в госконтрактах головного института в комплексе региональных работ по выявлению и оценке нефтегазового ресурсного потенциала слабоизученных территорий Республики Саха (Якутия). При комплексной приповерхностной литогазогеохимической съемке на отдельных площадях проводилась и изотопная съемка: измерялся изотопный состав углерода, десорбированного из шлама CO₂, и изотопный состав углерода и кис-



лорода карбонатной составляющей шлама. В год выполнялось до 1800 анализов. Совместно со специалистами головного института П. Н. Соболевым и А. И. Сурниным уточнялись изотопные критерии для изучаемых площадей, решались методические вопросы, в том числе и отбора проб. В это же время выполнялись договоры с новыми и постоянными заказчиками ЛИМ: «Сколтех», ООО «Прогноз», ТГУ и др. Получены очень интересные и неожиданные результаты.

В 2022 г. возникли финансовые сложности у головного института, а значит, и у ЛИМ.

Сейчас, в год 50-летия филиала, от него осталась единственная лаборатория изотопных методов и общие службы, и мне как ветерану филиала это особенно горько... От души поздравляю бывших сотрудников и ветеранов Томского филиала с 50-летним юбилеем, доброго здоровья, успехов, пусть вас согреют воспоминания о юности, о начале пути.

И все-таки я благодарна судьбе, которая меня, молодого инженера-физика, привела в геологию, в наш институт. Здесь я стала специалистом в обла-

сти геохимии изотопов, нашла любимое дело, учителей и коллег, которые стали для меня друзьями на всю жизнь.

В день 65-летия СНИИГГиМС, крупнейшего за Уралом комплексного геологического института, я очень хочу пожелать ему пережить трудные времена, выжить, чтобы наши молодые коллеги стали классными специалистами, влюбленными в свое дело, гордились институтом и продолжили славные традиции. Всем коллегам здоровья, оптимизма, новых открытий, счастья, благополучия и удачи!

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Конторович А. Э.** Первая отраслевая научно-исследовательская организация в области геологии нефти и газа в Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 1с. – С. 5–15
2. **Основные** результаты деятельности Томского филиала ФГУП «СНИИГГиМС» / В. Б. Поплавский, С. И. Голышев, В. Е. Пешков и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 1с. – С. 16–20.

© Н. Л. Падалко, 2022



ДИНАСТИЯ СУРКОВЫХ

THE SURKOV DYNASTY

Глава нашей династии – Виктор Семенович Сурков.

Историю нашей семьи определила моя бабушка Елизавета Петровна Горелова. В августе 1945 г. отец был демобилизован после ранения, и встал вопрос, куда пойти учиться. Бабушка рассказала, что, когда они жили в Хабаровске, у них были друзья с очень интересной профессией – геологи.

геофизическое отделение, в 1950 г. с отличием его окончил, и мы всей семьей (бабушка Лиза, мама Людмила Александровна Суркова и я) уехали за ним в Сибирь. Города следовали друг за другом: Новосибирск, Колпашево, Ачинск, Асино, Минусинск, Боготол, Абакан, Черногорск, Москва и снова Черногорск. В Боготоле в 1953 г. родился мой брат Никита Викторович Сурков.



Елизавета Петровна
Горелова
(1900–1986)



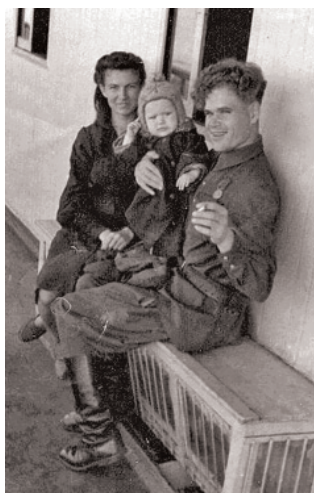
Виктор Семенович
Сурков (фронтальная
фотография)



В.С. Сурков в 1-й физической аудитории КГУ (1946)

В сентябре 1945 г. отец поступил на геолого-почвенный факультет Казанского университета на

В 1957 г. мы переехали в Новосибирск. Родители работали в Новосибирском геофизическом тресте, а в 1962 г. отец был переведен в Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья заместителем директора по науке. В октябре 1969 г. он



Отец с мамой и дочерью (слева) и с обоими детьми (справа)



В. С. Сурков с коллегами (сидит второй слева)

защитил докторскую диссертацию и затем был назначен директором института. В этой должности он проработал до 2003 г. В 1979 г. был избран членом-корреспондентом Академии наук СССР, а в 1987 г. стал ее действительным членом.

Виктор Семенович Сурков был одним из организаторов и руководителей исследований строения и нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты

районирования, связи глубинных структур с поверхностной тектоникой. Его научные интересы были обширны: от анализа геологического строения до изучения структур Урала и Сибири.

В 1994 г. вместе с группой ученых и производственников Сибири он был удостоен Государственной премии Российской Федерации в области науки и техники за научное обоснование и открытие нефтегазоносности докембрия Сибирской платформы, а в 2007 г. – диплома президиума Российской академии наук и премии имени И. М. Губкина за монографию «Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции».

За боевые заслуги в Великой Отечественной войне и многолетнюю научно-производственную деятельность Виктор Семенович был награжден орденами Красной Звезды, Трудового Красного Знамени, Октябрьской революции, Отечественной войны I степени, «За заслуги перед отечеством» III и IV степени и медалями «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.», «За ос-

Награды
В. С. Суркова



Орден Красной звезды



Орден Отечественной войны I степени



Медаль «За Победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.» и медаль Жукова



Орден Трудового Красного Знамени



Орден Октябрьской революции



Ордена «За заслуги перед Отечеством» III и IV степеней

и Сибирской платформы, основателем научной школы «Строение земной коры нефтегазоносных провинций Сибири», руководил рядом крупных геолого-геофизических проектов. Он принимал активное участие в научном обосновании поисков и открытии углеводородного сырья в Западной и Восточной Сибири. Среди его достижений теоретические принципы комплексного подхода к изучению глубинного строения земной коры, объемного тектонического

воение недр и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири», маршала Жукова, «Горно-геологическая служба России» и др. Министерством геологии СССР он был дважды удостоен звания «Отличник разведки недр». В 1986 г. ему присвоено почетное звание «Заслуженный деятель науки РСФСР», в 1996 г. – «Почетный разведчик недр МПР» и «Почетный работник Минтопэнерго», в 2003 г. – «Заслуженный геолог Российской Федерации». Он был отмечен ведомственным почетным знаком «За отличие в службе».



Л. А. Суркова

Мама (Людмила Александровна Суркова), тоже ветеран Великой Отечественной, была неизменным спутником отца и проработала в геологии с 1951 по 1980 г. В СНИИГГиМС она работала с 1958 г. и в должности старшего инженера в 1980 г. вышла на пенсию.

В 1966 г. после окончания школы передо мной не стоял вопрос, куда поступать. Конечно, Новосибирский государственный университет, геолого-геофизический факультет. Но до этого в 1965–1966 гг. в СНИИГГиМС прошла полный курс производственного обучения по специальности лаборанта-химика.



С мужем на полевых работах

В 1969–1970 г. проходила производственную и преддипломную практику в СНИИГГиМС.

В 1971 г. окончила ГГФ НГУ и получила направление в СНИИГГиМС. Стала кандидатом геолого-минералогических наук, ведущим научным сотрудником института. Занималась исследованием роли



Марина Викторовна Попова

органического вещества в формировании золоторудных месторождений, выявлением особенностей накопления золота в нефтях Лено-Тунгусской нефтегазонасной провинции и торфах Западной Сибири; принимала участие в составлении карты торфяных месторождений Западной Сибири. С 2001 г. работа связана с изучением литогеохимии и петрографии пород Северо-Востока России. В соавторстве изданы петрографические атласы горных пород в полосе опорно-геофизических профилей 2ДВ и 3ДВ (четыре книги) Магаданской, Амурской областей, Чукотского АО и Республики Саха (Якутия). Награждена значком «Отличник разведки недр» и памятным знаком «Заслуженный работник СНИИГГиМС».

Мой муж, Николай Васильевич Попов, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, где работает с 1971 г. Область его интересов – петрологические исследования



Н. В. Попов

метаморфических и магматических процессов раннедокембрийского развития Земли. Заслуженный ветеран СО РАН, награжден значком «Серебряная сигма».

Мой брат Никита Викторович Сурков тоже посвятил всю свою жизнь геологии, он кандидат



Н. В. Сурков

геолого-минералогических наук, доцент, работал старшим научным сотрудником Института геологии и минералогии им. В. С. Соболева СО РАН, занимался моделированием петрологических систем при плавлении и кристаллизации в условиях повышенных давлений. Заслуженный ветеран СО РАН, награжден значком «Серебряная сигма».

В 1998 г. дочь Мария Николаевна Шапорина (Попова) с отличием окончила магистратуру ГФ НГУ, защитила кандидатскую диссертацию по теме «Минералого-геохимические особенности золотоносных пород Олондинского зеленокаменного пояса». До 2004 г. она работала в Институте геологии СО



М. Н. Шапорина

РАН, затем перешла в ОАО «Сибнефтегеофизика», стала специалистом в области геологии и нефтегазоносности мезозойских отложений юго-восточных, северных и арктических районов Западной Сибири. С 2010 по 2017 г. продолжила работу по нефтегазо-

носности Западной Сибири в ИНГГ СО РАН под руководством академика А. Э. Которовича. В настоящее время работает в СНИИГГиМС. Сначала занималась изучением геологии и нефтегазоносности Восточной Сибири (комплексной интерпретацией геолого-геофизических данных и построением сейсмогеологических моделей месторождений УВ), в 2022 г. перешла работать в отдел твердых полезных ископаемых по основной специальности.

Геология – наука сложная и разнообразная, в ней находят применение своим знаниям и люди других профессий.

Моя внучка Елизавета Алексеевна Шапорина, правнучка Виктора Семеновича в 2022 г. окончила магистратуру механико-математического факульте-



Е. А. Шапорина

та НГУ. Сейчас учится в аспирантуре. В 2021 г. работала в СНИИГГиМС в отделе обработки и интерпретации данных сейсморазведки.

С геологией связаны судьбы еще нескольких членов нашей семьи.

Племянница моего отца Лариса Львовна и ее муж Владимир Васильевич Юриновы также посвятили свою жизнь геологии. Лариса с 1979 по 1992 г. работала начальником отряда центральной партии геолого-экономических исследований в Ямалгеофизике (г. Лабытнанги). В 1995 г. вышла на пенсию в должности заместителя председателя по экономике и финансам в Ямалгеолкоме ЯНАО (Салехард). Владимир Васильевич с 1979 г. до пенсии (1992 г.) работал заместителем начальника полевой авиасейсмической партии Ямалгеофизики ЯНАО.



Л. Л. и В. В. Юриновы

Алевтина Николаевна Суркова, троюродная сестра моего отца, кандидат геолого-минералогических наук, и ее муж Владимир Ильич Савинков работали в ПГО «Таежгеология», в Дальневосточном институте минерального сырья (ДВИМС). Алевтина Николаевна перед пенсией работала руководителем геологической группы НПЦ «Гидромониторинг» ТГРУ,



Василий

занималась геологическим моделированием осадочных толщ зоны свободного водообмена для решения гидродинамических и миграционных задач.

В нашей семье растет и следующее поколение. Василий – праправнук Виктора Семеновича. Кем он будет, мы пока не знаем, но уже крепко держит в руках молоток.

М. В. Попова



СТАРОСЕЛЬЦЕВЫ. 60 ЛЕТ В СНИИГГиМС

THE STAROSELTSEVS. 60 YEARS IN SNIIGGiMS

История отношений Сибирского НИИ геологии, геофизики и минерального сырья и семьи Старосельцевых насчитывает уже 60 лет. Зачинатели этих отношений Валерий Степанович Старосельцев и его супруга Татьяна Александровна Дивина – геологи в первом поколении. Именно они начали этот путь, продолженный сыном и внуками. Тех Старосельцевых, что причастны к работе в СНИИГГиМС, пятеро: помимо двух корифеев геологии Валерия Степановича и Татьяны Александровны, это их сын Кирилл Валерьевич и два внука Илья Кириллович и Артем Кириллович.

Гордость семьи и российской геологии Валерий Степанович Старосельцев родился 29 июля 1936 г. в Ростове-на-Дону в семье служащего. После окончания средней школы в 1953 г. продолжил учебу на геолого-географическом факультете в Ростовском государственном университете. Через пять лет, получив диплом инженера, направился в Норильскую комплексную геолого-разведочную экспедицию, где проработал до июня 1962 г. Начав с техника, он дослужился до должности начальника отряда и начальника крупнейшей поисковой партии. Еще будучи молодым специалистом, он стал первооткрывателем Талнахского медно-никелевого месторождения.

В 1962 г. принят на должность геолога в СНИИГГиМС. 12 мая 1965 г. защитил кандидатскую диссертацию, а 14 января 1983 г. – докторскую.

Его вклад в геологическое изучение Сибири огромен: от профессионального обоснования поисков, открытий месторождений меди и никеля до

прогнозной оценки углеводородного сырья в чехле Западно-Сибирской плиты и Сибирской платформы; от разработки тектонических основ поисков нефтяных и газовых месторождений в рифейско-палеозойских отложениях Сибирской платформы до теоретических разработок поисков нефти и газа под триасовыми комплексами древних платформ.

Он эффективно руководил сектором тектоники Сибирской платформы, подразделениями геологии и нефтегазоносности, а в конце 1980-х гг. исполнял обязанности заместителя генерального директора НПО по геолого-геофизическим работам и заместителя директора по научной работе СНИИГГиМС.

Среди его научных интересов – разработка принципов составления и легенд тектонических карт нефтегазоносных бассейнов платформенного типа, совершенствование методики количественной оценки соотношения структурных планов, обоснование наборов информативных данных при прогнозе нефтегазоносности тектонических параметров и доказательство высокой эффективности их применения.

Валерием Степановичем была создана целая школа специалистов, разрабатывающих методы прогноза нефтегазоносности бассейнов седиментации на Сибирской платформе. Опубликовано более 280 его работ, в том числе 15 монографий. Ему присвоено звание профессора, он был избран академиком Международной академии минеральных ресурсов и Академии естественных наук. Под его руководством защитили кандидатские диссертации 12 аспирантов и соискателей.



Студент



Первооткрыватель



СНИИГТиМС, 1970-е



Жена Т. А. Дивина (1970-е)

За достигнутые успехи Валерий Степанович неоднократно удостоивался государственных и ведомственных наград.

В начале 1980-х гг. он был включен в состав группы высококвалифицированных специалистов-геологов, обладающих опытом дешифрования аэро-

фото- и космоснимков, члены которой рассматривались в качестве первоочередных претендентов на космический полет (в рамках 3-го набора в отряд космонавтов Академии наук).

Валерий Степанович с детства мечтал быть капитаном дальнего плавания и носить кортик на боку.

Но из-за дальтонизма вынужден был отказаться от поступления на военно-морскую службу. Перед ним встал выбор: поступать на физико-математический факультет или геологический. Любовь к природе и активному образу жизни привела к очевидному решению. Не желая становиться кабинетным работником, Валерий Степанович стал геологом. Это было судьбоносным шагом, о котором он никогда не жалел. Всегда пребывал в отличной спортивной форме, до преклонных лет выполнял комплекс сложных атлетических упражнений.

Валерий Степанович был хорошим семьянином. Можно сказать, что у него было две главных любви – геология и его супруга. На протяжении всего совместного пути он и Татьяна Александровна поддерживали друг друга и были крепкой опорой друг для друга. Они полностью реализовали свой потенциал и в профессии, и в личной жизни. С сыном и внуками был в меру сдержан, не любил разводить сентименты, при этом был надежным наставником и учил правильным вещам в жизни: достигать цели, бороться до последнего, быть настойчивым в своих устремлениях к новым свершениям. До конца был верен своим идеалам. Скончался в 2020 г.

Супруга Валерия Степановича, Татьяна Александровна Дивина, родилась 24 марта 1936 г. в Ростове-на-Дону. После окончания школы поступила туда же, куда и Валерий Степанович. Так и началась их совместная история длиною в жизнь. Всегда была надежным тылом для своего супруга. Твердый характер был в ней виден с детства. Она вырабатывала смелость, проходя по речному льду и рискуя провалиться. Еще школьницей она была очень начитанным человеком, буквально проглатывала книги. Любила поэзию. Эрудиция и хороший вкус выделяли ее среди сверстников. В университете пользовалась большим вниманием, поскольку была умна и красива, но выбрала любовь всей своей жизни – Валерия Степановича. После рождения сына они переехали в Новосибирск, где до конца оставались верны друг другу. Супруги ушли из жизни с разницей всего в четыре месяца. Татьяна Александровна ненадолго пережила Валерия Степановича совсем. Скончалась в 2021 г.

Сын Кирилл Валерьевич Старосельцев родился 11 октября 1960 г. в Ростове-на-Дону. Подростком ездил с родителями на полевые работы, где постигал азы полевой практики. С выбором профессии определился быстро. После окончания школы поступил в Новосибирский университет на геолого-геофизический факультет. В 1982 г. пришел в СНИИГ-ГиМС. Его широкий кругозор сочетался с любовью к природе, что позволило добиться хороших результатов в профессии. Всегда был увлечен научными теориями, хорошо знает английский язык, поэтому не раз ездил переводчиком на конференции. Два его сына стали продолжателями дела отца.



Сын Кирилл



Внук Илья

Старший Илья Кириллович Старосельцев родился 5 февраля 1983 г. С детства хорошо рисовал, поэтому окончил НГПУ, художественно-графический факультет. Но семейная стезя и его привела в СНИИГГиМС, сначала на должность оформителя музея, а с 2008 г. он работает в лаборатории обработки и хранения каменного материала.

Младший Артем Кириллович Старосельцев родился 10 мая 1995 г. От отца достался талант к языкам, что поспособствовало в дальнейшем поступлению в Московскую дипломатическую академию. Еще школьником и студентом неоднократно ездил с дедушкой в поля. После школы работал в СНИИГГиМС на должности переводчика.

Вот такая история семьи Старосельцевых в трех поколениях, вплетенная в большую историю СНИИГГиМС. И она не закончена...

И. К. Старосельцев



МЕЛЬНИКОВЫ ИЩУТ НЕФТЬ С 1929 ГОДА

THE MELNIKOVS HAVE BEEN LOOKING FOR OIL SINCE 1929

История моей семьи связана с нефтегазовой отраслью, начиная с прадеда Владимира Мельникова.

В 1929 г. в окрестностях Верхнечусовских Городков группой геологов под руководством профессора П. И. Преображенского при бурении разведочной скважины для определения простирания пластов калийной соли было открыто месторождение нефти. Летом того же года здесь на окраине поселка, в долине рч. Рассошка была введена в эксплуатацию первая промышленная скважина, которая положила начало развитию Уральско-Волжской нефтяной области. Прадедущка Владимир устроился туда буровым рабочим, а впоследствии трудился буровым мастером на разных участках бурения нефтегазовых скважин в Пермской области.

Николай Владимирович родился в 1931 г. в деревне Верхнечусовские Городки. Детство его проходило в нелегкие времена – сначала Великая Отечественная война, затем послевоенный голод.

После школы Николай Владимирович поехал поступать в Молотовский (ныне Пермский) государственный университет на геологический факультет, где на третьем курсе уже училась его сестра Галина. После окончания университета она всю жизнь проработала в производственном объединении «Пермнефть».

По окончании университета в 1954 г. на распределении он выбрал путевку на работу в Сибирском филиале Всесоюзного нефтяного научно-исследовательского геолого-разведочного института (СФ ВНИГРИ) в Томске.

«Прельстило меня не место в науке, а два слова в путевке: „представляется общежитие“, – рассказывал он. – Проработав два лета на производственных практиках в Башкирии, я уже понимал значение

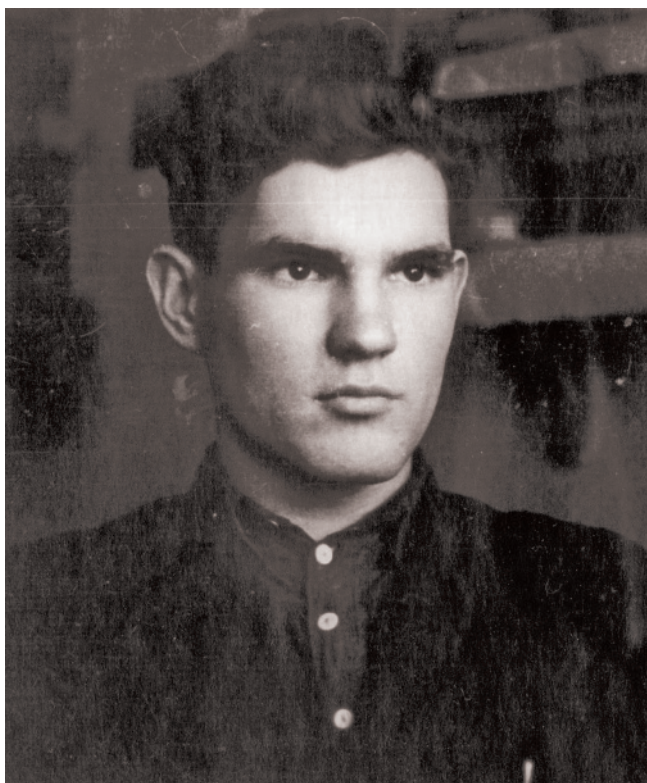
этих двух слов. Также работу в СФ ВНИГРИ выбрали мои однокашники Жеро, Спешилова, Лизалек, Беклемишев, Валентинская, Дюкалов.

С отъездом в Томск я не спешил: не смог просто так оставить родной дом. Да еще на станции Пермь потерял трое суток. Продолжалась амнистия, бывших зеков отправляли в первую очередь. В итоге в Томск я прибыл утром 16 августа и, отыскав Сибирский филиал ВНИГРИ в подвале Дома пионеров, перебросившись парой фраз с приехавшими раньше однокашниками, вошел в кабинет директора – Шведова Георгия Александровича. „Пиши заявление“, – сказал он, прочитав мое направление. Я написал. Георгий Александрович начал писать резолюцию – принять на работу геологом. „Это уже хорошо“, – подумал я. „...С окладом...“ – написал директор... и глубоко задумался. Я заерзал. Всем нутром чувствовал, что надо что-то сказать, назвать число побольше. Но я не сообразил поговорить об этом со своими однокашниками.

А директор молчал и молчал. Наконец он написал цифру 1000 рублей. „Вот здорово!“ – подумал я и, выйдя из кабинета, спросил об окладах однокашников. Оказалось, что у всех тот же оклад 1000 рублей.

Почему же думал директор филиала? Я об этом догадался спустя некоторое время: он же думал, стоит ли меня наказывать за опоздание на работу.

В Томском филиале ВНИГРИ меня направили на работу в Карагандинскую экспедицию главным геологом Тенгизской партии колонкового бурения. Разгар целины в Казахстане. Керн 400-метровых скважин выкладывали в 10-метровые канавки, а к моему приезду партия завершила работу. И к этому времени в канавках остались только



Студент



В. М. Мельникова



В СНИИГГМС в 1960-е и в 2000-е гг.

песчаники: все аргиллиты съели коровы. Отчет пришлось писать и защищать по сохранившемуся описанию керна...»

В СНИИГГМС Николай Владимирович работает с 1957 г. В 1957–1964 гг. он занимался изучением геологического строения и нефтегазоносности межгорных впадин южного обрамления Западно-Сибирской плиты – Кузнецкого бассейна, в 1963 г. защитил кандидатскую диссертацию на тему «Трещиноватость средне- и верхнепалеозойских пород Кузнецкой впадины в связи с их коллекторскими свойствами».

С 1964 г. и по сей день Николай Владимирович работает над проблемами геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы, выполняет исследования в области стратиграфии, коллекторских и экра-

нирующих свойств пород, резервуаров нефти и газа, прогноза зон нефтегазонакопления и планирования геолого-разведочных работ на нефть и газ.

В 1957 г. Николай Владимирович женился на Валентине Михайловне Цибузгиной, работавшей инженером-химиком в лаборатории геохимии СНИИГГМС. В семье выросли два сына – Алексей (род. 1957) и Павел (род. 1963).

Павел Николаевич родился в семье геологов и, когда в 1980 г. после окончания 10-го класса встал вопрос о выборе будущей профессии, был выбран геолого-геофизический факультет Новосибирского государственного университета. Правда, документы он подал на специальность «геофизика», а нефтяником стал во многом благодаря Алексею Эмильевичу Конторовичу.



П. Н. Мельников



Павел Николаевич рассказывает: «Мы ехали на собеседование в его машине, и он рассказал об организованной на факультете группе геологов-нефтяников. Уже позже, на собеседовании, когда встал вопрос о возможной смене специальности (на геофизику конкурс был выше) я сказал, что хочу быть нефтяником, и ни разу потом не пожалел о сделанном выборе. Так я попал в первую группу геологов-нефтяников НГУ.

В 1985 г. окончил НГУ по специальности «геохимик со специализацией по геохимии нефти и газа», был распределен в СНИИГГиМС в сектор методики поисков и разведки месторождений нефти и газа, позже давший название отделу. В начале августа вышел на работу и сразу же поехал на полевые работы по экспедициям севера Иркутской области. В те годы на полевые работы выезжали почти все геологи института. В нефтегазоразведочных экспедициях севера Красноярского края, Иркутской области и Якутии встречались полевые отряды разных отделов СНИИГГиМС и других организаций: ВНИГРИ, ВНИИЯГГ, ИГИГ СО РАН. Представительство СНИИГГиМС всегда было самым большим. В Преображенской НГРЭ в пос. Надеждинск мы почти всегда могли сформировать сводную полноценную волейбольную команду, чтобы сразиться с местными спортсменами. Эти ежегодные полевые работы продолжались до 1993 г. В 1990-е гг. все работы были свернуты. С 1985 по 2014 г. я работал в Сибирском НИИ геологии, геофизики и минерального сырья инженером, младшим научным сотрудником, научным сотрудником, старшим научным сотрудником, заведующим отделом методики поисков и разведки месторождений нефти и газа. В СНИИГГиМС прошли годы моего становления как ученого».

В сфере научных интересов Павла Николаевича – стратиграфия, корреляция и условия формирования вендских и верхневендско-нижнекембрийских продуктивных горизонтов юга Сибирской платформы, прогноз нефтегазоносности и геолого-экономическая оценка перспективных объектов. Кандидатская диссертация на тему «Методика проведения геолого-разведочных работ на нефть и газ на территории Непско-Ботуобинской антеклизы (Иркутская область) в современных экономических условиях» была защищена в 1997 г.

Павел Николаевич вспоминает: «В конце 2013 г. меня вызвал к себе в кабинет директор СНИИГГиМС Ефимов Аркадий Сергеевич и сказал, что в ближайшее время мне позвонит Алексей Иванович Варламов с предложением о переходе на работу в Москву, во ВНИГНИ. Такие предложения нечасто бывают, поэтому на семейном совете было быстро принято решение, и в 2014 г. мы с женой Леной переехали в Москву.

Работа во ВНИГНИ первым заместителем генерального директора была существенно более масштабной и сложной. Необходимо было вникать в планирование геолого-разведочных работ на нефть и газ, вести экспертизу и изучать результаты работ и нефтегазовую геологию всей территории нашей страны. Еще больше характер работы усложнился в 2018 г., когда Алексей Иванович Варламов перешел на должность научного руководителя ФГБУ ВНИГНИ, а я был назначен генеральным директором. С этого момента появилась огромная ответственность за институт, за нефтегазовую геологию.

Первым серьезным испытанием на новом посту стал ввод в эксплуатацию Федерального фонда хранения ядерного материала в г. Апрелевка Московской области. Он объединяет ядерохранилище

на 2 млн пог. м потенциального хранения кернa и научно-аналитический центр, оснащенный самыми современными приборами и оборудованием. Грандиозная стройка, которая по факту была реконструкцией нашего Апрельевского филиала, инициирована и начата Алексеем Ивановичем Варламовым. Это уникальный объект в системе Федерального агентства по недропользованию. Практически с нуля был создан геологический научный центр мирового уровня. Решение финансовых, организационных вопросов и, главное, получение необходимой разрешительной документации было непростой задачей, но, когда к концу 2018 г. эти вопросы были успешно решены, оказалось, что основная работа была впереди. Необходимо было привлечь квалифицированные кадры, исправить и доделать многое из того, что не было предусмотрено проектом. Это потребовало еще нескольких лет работы, и сейчас Апрельевский филиал ФГБУ ВНИГНИ работает в полную силу, и мы с гордостью показываем его нашим гостям.

Второй важной вехой в работе стало выполнение в рамках Государственного задания геолого-разведочных работ на нефть и газ на всей территории Российской Федерации и ее континентальном шельфе. Эти работы за счет средств федерального бюджета ВНИГНИ выполняет с 2020 г., но раньше они выполнялись с ежегодным отставанием от планов, что приводило к тому, что миллиарды рублей не осваивались и возвращались назад в бюджет. Проработав всю жизнь в геолого-разведочной отрасли, я понимал, что каждый миллиард рублей недоосвоенных средств – сотни геологов и геофизиков по всей стране, оставшиеся без работы. Поэтому с самого начала столь сложного дела перед нами и нашими подрядчиками была поставлена цель выполнять работы с высоким качеством и в срок, а еще лучше – досрочно; всегда достигать выполнения геологического задания и не допускать недоосвоения бюджетных средств. В итоге по прошествии двух-летнего цикла региональных геолого-разведочных работ удалось достичь стопроцентного их освоения.

Кроме того, нашим институтом собственными силами на арендованном оборудовании успешно выполнены два крупных объекта ГРП: комплексные сейсморазведочные работы на Хаптагайской площади в Республике Калмыкия и бурение Заозерной параметрической скважины в Ханты-Мансийском автономном округе. Идет непростая работа по освоению новых компетенций в региональных геолого-разведочных работах на нефть и газ. Есть еще много нерешенных вопросов, которыми мы занимаемся. Один из важнейших – организация тематических исследований от которых зависит стабильная работа всей отраслевой геологической науки, в том числе и родного СНИИГГиМС».



А. П. Мельников

В семье Павла Николаевича родились также два сына, мой старший брат Андрей и я – Александр.

Я пришел работать в СНИИГГиМС в 2010 г., после того как съездил полевым рабочим на р. Лена. На полевых работах для меня абсолютно всё было необычным, новым: до Ленска мы добирались, поставив палатку на палубе танкера, попадали в шторм на катамаране, обратно добирались на катере «Дельфин», у которого пассажирская каюта находится рядом с машинным отделением, и, несмотря на постоянный шум, там удавалось крепко заснуть. Вернулся я полный впечатлений, и в том же году подал документы в ТГУ на заочное отделение, и устроился в СНИИГГиМС, в отдел геологии нефти и газа Сибирской платформы, где работаю и по сей день на должности инженера 1-й категории. Занимаюсь я корреляцией и изучением распространения коллекторов и покрышек юго-востока Сибирской платформы.

С Николаем Владимировичем мы работаем в одном отделе. В 2022 г. коллективом отдела под редакцией Николая Владимировича был защищен отчет по стратиграфии, в МСК подана стратиграфическая схема венда Сибирской платформы.

В 2022 г. в нефтегазовой геологии продолжают трудиться три поколения семьи Мельниковых – Николай Владимирович, Павел Николаевич и Александр Павлович.

А. П. Мельников



ОБ ОТЦЕ

ABOUT MY FATHER

Мой отец, Василий Иванович Бгатов (05.08.1928–31.03.2005), родился в с. Соломатинно Камышинского района Сталинградской (ныне Волгоградской) области 5 августа 1928 г. Детство и юность оказались нелегкими. Через три года после его рождения семья была выслана в Коми АССР, где в бассейне верхнего течения р. Печоры прошли его детские годы.

В 1946 г. после окончания школы он поступил в Саратовский государственный университет на геологический (геолого-почвенный) факультет, который и закончил в 1951 г. После получения диплома Василий Иванович был зачислен в НИИ геологии и почвоведения Саратовского государственного университета и назначен начальником геолого-съёмочной партии Вилюйской аэрогеологической экспедиции, которая проводила геологическую съёмку м-ба 1:1 000 000 Сунтарского листа в среднем течении р. Вилюй.

В 1952 г. он поступил в заочную аспирантуру при кафедре минералогии и петрографии университета, совмещая учебу с работой. Материалы проведенных в Якутии исследований послужили основой для написания и защиты кандидатской диссертации в 1956 г.

В 1959 г. Василия Ивановича пригласили на должность старшего научного сотрудника в Сибир-

ский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), в котором он работал до последнего дня: в 1958–1971 гг. – руководителем сектора, затем отдела, а в 1971–1990 гг. заместителем директора по научной работе. В 1991 г. он основал отдел экологической геологии и стал первым его руководителем.

Именно в институте Василий Иванович вырос в крупного ученого, известного своими трудами не только в России, но и за ее пределами. Его разносторонние исследования снискали ему славу специалиста, способного создавать целые крупные направления в различных отраслях геологических знаний, как важных для развития теоретических проблем, так и непосредственно связанных с нуждами не только промышленности, но сельского хозяйства страны.

Профессиональная деятельность В. И. Бгатова была многогранна.

В молодые годы свой путь в науке он начинал с изучения закономерностей формирования и распределения алмазных россыпей в бассейне р. Вилюй, где в 1953 г. в аллювиальных отложениях нашел первый алмаз. Материалы его исследований 1951–1956 гг. использовались для выбора направления поисковых работ и сыграли несомненно важную роль в открытии якутских алмазов.



После переезда в Новосибирск Василий Иванович развернул исследования по изучению вещественного состава, геохимии и рудоносности геологических образований и древних кор выветривания Сибири и оценке перспектив Сибирской платформы, Алтае-Саянской области и восточных районов России на алюминиевое сырье, фосфориты, железные руды, полиметаллы с составлением серии специализированных карт на полезные ископаемые на территории Сибири и СССР (1959–1976).

Он организовал исследования новых типов месторождений минерального сырья – сынныритов (уникальных по составу и запасам калий-глиноземных руд), давсонита, торфовивианита, цеолитов, природных ионообменников и сорбентов, золота в битуминозных карбонатных и терригенно-карбонатных породах (1974–1990). Он сумел организовать и возглавить исследования по перспективной оценке поисков полезных ископаемых (железные руды, агроруды и др.) в районах, прилегающих к Байкало-Амурской магистрали.

Развитию и углублению теоретических основ геологии посвящены его исследования по теории выветривания и литогенезу, генезису пластовых фосфоритов и образованию бокситов, рудной специализации образований позднего докембрия и раннего палеозоя Сибирской платформы.

Многие фундаментальные разработки Василия Ивановича связаны с исследованиями, направленными на теоретическое осмысление развития геологических процессов Земли, эволюции литосферы, земной атмосферы и биосферы: по кислороду земной атмосферы, миграционным рядам химических элементов, азотной кислоте как природному агенту выветривания горных пород, удобрению почв и регулятору урожайности сельскохозяйственных культур.

Научные геологические разработки он стал внедрять в сельское хозяйство. Под его руководством были организованы опыты по подкормке сельскохозяйственных культур азотной кислотой и углекислым газом, влиявшими на значительное увеличение урожайности и улучшение их качества. Попутно он много времени уделял вопросам «камнеедения», или литофагии. Проведенные на некоторых птицефабриках и зверофермах опыты по

подкормке птиц и зверей цеолитами дали положительные результаты. На основе изучения литофагии, цеолитов и природных ионообменников под его научным руководством в 1995 г. создана научно-производственная фирма «Новь», наладившая выпуск биологически активных добавок, получивших широкое признание в странах СНГ и за рубежом.

За научное обоснование и подготовку базы местного органо-минерального природного сырья, составление «Карты органо-минеральных ресурсов сельскохозяйственного назначения Западно-Сибирского экономического района» м-ба 1:2 500 000 и объяснительную записку к ней в 1991 г. вместе с группой ученых он получил Государственную премию РСФСР.

Последние годы Василий Иванович посвятил вопросам экологического состояния окружающей среды и создал новое направление в геологии – экологическая геология, организовал отдел и возглавил исследования, направленные на изучение влияния геологических факторов на экологическое состояние биосферы (1987–2005). Написанная им книга «Подходы к экогеологии» стала учебным пособием для студентов в некоторых вузах страны.



Научные достижения Василия Ивановича были оценены присуждением ученых степеней и званий: старший научный сотрудник (1960), доктор геолого-минералогических наук (1970), профессор (1977), член-корреспондент Российской академии естественных наук РСФСР (1991), действительный член Российской академии естественных наук (1997).

В. И. Бгатов вел большую общественную работу, будучи председателем Западно-Сибирского научно-технического общества «Горное» и Совета по присуждению ученой степени кандидата геолого-минералогических наук при СНИИГиМС, заместителем председателя Совета по присуждению степени доктора геолого-минералогических наук при СО РАН, заместителем председателя Межведомственного литологического комитета СССР и председателем его Сибирского отделения, председателем Новосибирского геологического совета содействия выполнению Продовольственной программы СССР, куратором Министерства геологии СССР по ряду по-



лезных ископаемых и заместителем главного редактора научных трудов СНИИГГиМС.

По заданию Министерства геологии СССР неоднократно выезжал в командировки за рубеж с целью оказания научно-методической помощи и консультаций по оценке бокситов в Венгрию (1970), Вьетнам (1974), Гвинею-Бисау (1975), Чехословакию (1976).

Профессиональная деятельность Василия Ивановича отмечена почетными званиями, правительственными наградами и медалями иностранных государств: ему присвоены звания «Отличник разведки недр» (1978), «Заслуженный геолог РСФСР» (1983), «Почетный разведчик недр» (1988), он награжден орденами Трудового Красного Знамени (1986), «Знак Почета» (1971), медалями «За доблестный труд в ознаменование столетия со дня рождения В. И. Ленина» (1970), «Дружба» Демократической Республики Вьетнам (1974), «Ветеран труда» (1986), памятной медалью РАЕН «За заслуги в развитии науки и экономики» (1997), юбилейным знаком Российской Академии естественных наук «300 лет горно-геологической службы России» (2000), он лауреат Государственной премии РСФСР (1991). Кроме этого, он неоднократно получал благодарности и почетные грамоты администрации и профкома, а также занесен в «Книгу Почета» СНИИГГиМСа.

Несмотря на большую загруженность организационными делами и общественной деятельностью, он опубликовал около 300 научных работ, в том числе 30 монографий, получил 9 патентов, 1 свидетельство на изобретение и 1 открытие, подготовил 5 докторов и 30 кандидатов геолого-минералогических наук.

Мне тяжело писать об отце, поскольку боль еще далеко не ушла.

Последняя наша встреча состоялась в корпусе кардиологии новосибирской горбольницы. Его могучее тело было страшно исхудавшим. Оставались его глаза, да чувство юмора, никогда ему не изменявшее.

– Крепись, пап, – сказал я ему, – через пару месяцев поедем на Алтай, порыбачим на Катунь...

– Надо бы, – ответил он, – вот только к месту рыбалки меня на руках нести придется.

– Донесем, у меня студенты крепкие....

Не удалось. А совсем незадолго до этого он читал лекцию по литофагии студентам зооинженерного факультета НГАУ. Они его слушали с широко открытыми глазами и ртами, а он, теребя свою седую гриву, рассказывал им о том, как он, будучи также студентом, руководил отрядом, нашедшим первый алмаз на Вилуе. И вообще о том, что такое наука и радость познания.

Его книги «Подходы к экогеологии» и «Кислород земной атмосферы» стали учебниками во многих вузах России и мира. Сегодня я с полным правом говорю студентам, что среди выдающихся российских исследователей-естественников XX в. – Вернадского, Вавилова, Докучаева, Ковальского и др. – фамилия Бгатов занимает достойное место.

Невозможно вместить воспоминания об отце в несколько страниц.

Как об ученом о нем пусть расскажут другие. Я ограничу свою память лишь некоторыми житейскими воспоминаниями.

Что мне помнится с детства – до двух часов ночи из-под дверей его кабинета всегда выливался свет; он всегда работал и работал. Но при этом он вовсе не был анахоретом от науки. Его всегда окружали друзья, в том числе художники и писатели, – в детскую комнату до нас с сестрой через звяканье рюмок часто доносился их радостный смех. Но все перекрывал могучий, бальзаковский отцовский хохот. Отец был центром любой компании – при встрече с известным сибирским писателем Виктором Астафьевым он легко и непринужденно его переиграл в разговоре, будучи гораздо более осведомленным в экологии Сибири. Ну, а художников он приглашал с собой на Крайний Север – для написания пейзажей. (В скобках замечу, что мне довелось участвовать в отцовских экспедициях с художниками Г. М. Мирошниченко и А. А. Юзенасом: они, благодаря отцу, организовали впоследствии свои персональные «северные» вернисажи.)

Что еще запомнилось с детства, так это то, как он просил мою бабушку (свою тещу) вращать на балконе футбольные мячики. Отец тогда увлекался идеями геотропизма. Прорезал в мячиках дырки, наполнял их землей, сажал в них огуречные семечки. Потом эти мячики вращал в разных направлениях и следил, откуда же появится корень и проросток огурца.

Помню, как он меня будил среди ночи на даче и заставлял измерять температуру на грядках, где он рассыпал цеолит (идея заключалась в том, что этот сорбент, накопив в течение солнечного дня тепло, будет отдавать его ночью под корни растений).

Он заразил меня идеей этим же цеолитом кормить телят. Пришлось пробить через Новосибир-

ский агроуниверситет вагон цеолитов из Бурятии и прокормить ими чуть не всех телят и коров Новосибирской области.

На р. Ундюлюнг, притоке Лены, мы копали яму трехметровой глубины, для изучения газового дыхания Земли.

Поливали растения растворами азотной кислоты разной концентрации, имитируя тропическое «грозовое лето»...

Немного о его педагогическом таланте.

Река Биропчана, приток Подкаменной Тунгуски, непригодна для туристов. Порог там сменяется порогом, а обрамляют с обеих сторон эти великолепные по красоте и силе пороги абсолютно отвесные (кстати, также весьма живописные) скалы. Не уцепиться. Эту реку проходил в 1969 г. отряд из четырех человек – Василия Бгатова (отец), Александра Изотова (рабочий, он же доктор наук), моей сестры Анны (школьница 15 лет) и меня (школьник 12 лет).

Научную сторону экспедиции я тогда еще слабо осознавал. Но догадывался, что река попала в неординарная, даже по отцовским меркам...

Благодаря отцу я в тот сезон научился многому: ставить палатку, разжигать при дожде и ветре костер, потрошить рыбу.... Но главный урок, который преподал мне отец – это оптимистическое отношение к любым передрягам.

До устья нам необходимо было сплавиться не смотря ни на что. Рации у нас не было. Соорудили мы катамаран из двух резиновых лодок, обладающих мощной грузоподъемностью, но, увы, слабым днищем, сплотив их свежесрубленной березовой рамой. И двинулись вниз по течению.

Тут проявились певческие отцовские таланты. Слух его был, мягко говоря, далеким от идеального, да и репертуар не страдал разнообразием, зато голос покрывал рев порогов:

Идет веселье в до-о-ме дяди Зуя...

Наш катамаран с грохотом продирается между камней и падает в очередную кипенную круговерть. Сноп брызг обдает нас с сестрой, вцепившихся в ве-



ревку, стягивающую брезент, укрывающий груз в носу катамарана.

А сам хозяин то-олстый, словно кот...

Противный скрип резины о камни. Новая дыра возникает в днище нашей израненной лодки.

За Ва-аську, рыжего буржуя...

Еще и еще встряска. Катамаран встает на ребро. Вода хлещет по головам. И вдруг – тишина. Оторвав головы от мокрого брезента, укутывающего груз, мы с Анкой убеждаемся, что очередной порог пройден, лодки вышли на плес, и слышим победный отцовский рев:

Мару-уську замуж выдает!

Так мы и сплавлялись. Великолепный в своей бесшабашности оптимизм отца не позволял нам с сестрой ни на минуту усомниться в безопасности путешествия. Гораздо позже отец сознался, что, знал бы он особенности реки, ни за что бы нас с собой не взял. Сам я не видел, но сестра моя потом мне рассказала, что из-под отцовских ногтей, держащих весло, после прохождения очередного тяжелого порога, сочилась кровь...

А. В. Бгатов



ВАСИЛИЙ ИВАНОВИЧ БГАТОВ И АЛЕКСАНДР ВИКТОРОВИЧ ВАН

VASILIIY BGATOV
AND ALEKSANDR VAN

Василий Иванович – один из ярчайших представителей не только геологической, но и экологической службы страны. С конца 1950-х гг. служил делу изучения богатств Сибири в Сибирском НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС). Весь путь Василия Ивановича от старшего научного сотрудника до заместителя директора – это активная научная и организаторская деятельность. Это выдающийся геолог и экогеолог: профессор, заслуженный геолог РСФСР, почетный разведчик недр, лауреат Государственной премии, академик РАЕН

Уникальность Василия Ивановича во всем: в отношении к научным изысканиям, к окружающим его людям, особенное понимание и отношение к окружающей среде, к окружающей действительности.

Василий Иванович основал новое эколого-геологическое направление, организовал специальный отдел и развил научную школу. Особую известность получили его работы с коллегами по междисциплинарным проблемам: явлению литофагии (метод «Олень»), механизмам дегазации недр, взаимосвязи газовых эманаций с почвообразованием и эволюцией фитоценозов. Богатейшее наследие оставил Василия Ивановича для поколений: сотни научных трудов, научно-популярных и научно-художественных произведений, суть некоторых еще предстоит осознать и внедрить в жизнь. Одним из многочисленных направлений, получивших официальное практическое внедрение, являются работы по изучению свойств природного цеолита. Несмотря на широкое международное многопрофильное изучение и применение природного цеолита в жизнедеятельности человека, началом его применения в области восстановительной медицины положено на основе работ СНИИГГиМС, под руководством

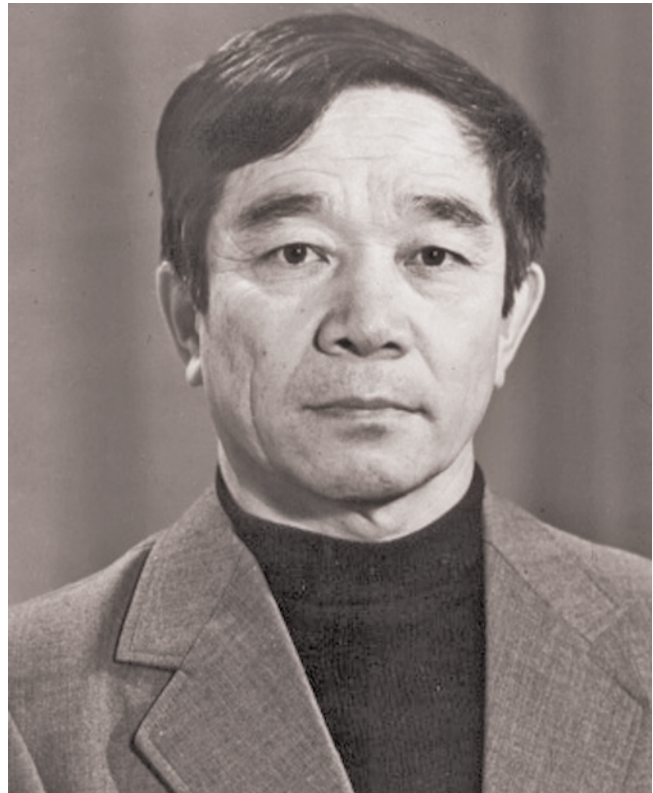
этого уникального ученого. Создан полноценный доказательный банк доклинических и клинических исследований стандартной составляющей природного цеолита и организовано промышленное производство продукции с достоверной безопасностью и эффективностью в качестве энтеродоноросорбента с целью детоксикации и нормализации минерального гомеостаза. В 1997 г. на базе ЦНТИ, был создан клуб «Литофаг» для просвещения населения, где Василий Иванович работал с материалами, встречался с посетителями. Радовался, что «труды пошли в народ».

На встречах клуба, отделения которого созданы во многих городах (Норильск, Кемерово, Красноярск, Караганда, Тюмень и др.) всегда кто-то из присутствующих рассказывает о личной встрече с Василием Ивановичем. На одной из встреч Андрей Красильников объявил, что, кроме членского взноса, дарит миллион долларов и вручил одну «банкноту» Василию Ивановичу; присутствующие аплодировали, а Василий Иванович положил «банкноту» в карман и от изумления даже спасибо не сказал. В перерыве к Василию Ивановичу стали подходить присутствующие с просьбой показать «миллион долларов» и этот миллион пошел по рукам... Надо было видеть тревожное лицо Василия Ивановича: «Татьяна, чего стоишь, иди проследи и принеси мне обратно». И сколько было смеха и какое, по-детски, удивленное лицо Василия Ивановича, когда я сказала, что это сувенир, что





В. И. Бгатов



А. В. Ван

миллиона долларов «одной бумажкой» не бывает. «Вот и слава Богу. Забот меньше, но все равно не потеряй», – сказал Василий Иванович.

Жизненный путь Василия Ивановича – это познание мира и признание его формулы естествоиспытателя: «Процесс познания нового есть творчество, работа изнурительная, при неодолимом желании дойти до сути удививших тебя явлений, раскрыть их, восхититься, насладиться познанным, сначала в одиночестве, а затем поделиться приобретенным счастьем с коллегами. И если от твоего рассказа или доклада у них в глазах запляшут чертики – ты на верном пути творческого процесса» (Тропинки узенькие вьются... В. И. Бгатов. Новосибирск, 2000).

Диапазон научных интересов Александра Викторовича Вана, ученого-литолога, доктора геолого-минералогических наук, как исследователя процессов развития земной коры, достаточно широк: изучение пепловых осадков, процессов регионального эпигенеза и метакгенеза, стадийности породообразования и роли вулканизма на формирование осадочных толщ и полезных ископаемых нем, в том числе изучение перспективной оценки цеолитонности, бентонитонности, содоносности Сибири, апатитонности ультраосновных массивов Маймеча-Котуйской провинции. Под его руководством были открыты новые стороны магматической деятельности в процессах преобразования осадков, разработана методика-диагностика измененных пепловых пород. Результатом исследовательской

работы в период работы в СНИИГГиМС (1957–1996) в должности инженера, начальника тематического отряда, ведущего научного сотрудника стала публикация более 160 печатных работ, в том числе 6 монографий, получены три изобретения по новым видам минерального сырья. За многолетний вклад в развитие геологической отрасли Сибири, присвоено звание «Отличник разведки недр».

Кроме научных трудов, созданы и опубликованы научно-популярные книги: «Целебные камни» и «Сотворенное небом и познанное людьми. Целебные минералы» о минералогических характеристиках с описанием физических и химических свойств различных камней, глин и других минеральных веществ, используемых в официальной и народной медицине; «Сотворенное небом и познанное людьми. Пути открытий и изобретений древнего и средневекового Китая» об открытиях и изобретениях древнего и среднего Китая, получивших признание и нашедших применение во всем мире.

Мне повезло неоднократно беседовать с Александром Викторовичем во время подготовки книги «Целебные камни» нашей с А. Г. Щедриной и «Современный человек глазами антрополога и/или материалы к объяснению феномена В. И. Бгатова». Взгляды Александра Викторовича на «сотворение мира», на роль человека в эволюции не вызывают у меня отрицания, а стимулируют еще глубже погрузиться в познание мудрейших философий мира.

Т. И. Новоселова



ГЕОЛОГИЯ УСТАМИ МЛАДЕНЦА (ЗАМЕТКИ ЭКСКУРСОВОДА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МУЗЕЯ СНИИГГИМС)

GEOLOGY FROM THE MOUTHS OF BABIES (NOTES OF THE GUIDE OF THE GEOLOGICAL MUSEUM OF SNIIGGIMS)

Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГИМС), Новосибирск, Россия. Геологический музей.

Провожу экскурсию ребятишек из 3-го класса. Через какое-то время им тоже хочется рассказать хоть что-то о себе. Один мальчик говорит

- А у нас дома тоже камень есть!
- И как он называется?
- Не знаю.
- А откуда?
- Не знаю.
- Но все равно ты молодец!



Он отходит очень довольный. Другой мальчик потихоньку дергает меня за рукав, не обращая внимания, что я в это время что-то рассказываю другим. Наконец я поворачиваюсь к нему – ну говори!

И он потихоньку, чтобы другие не услышали, говорит: «А я – китаец!»

В музее мама с дочкой, которой 3,5 годика. Спрашиваю у девочки:

- А ты знаешь, что такое геология и чем геологи занимаются?
- Нет, – отвечает девочка. Начинаю рассказывать о полезных ископаемых и драгоценных камнях. В конце экскурсии спрашиваю
- Ну что, когда вырастешь, геологом будешь?
- Да, буду! – улыбается и кивает кроха.

- Вместе будем драгоценные камни искать?
- Да, вместе будем!

После экскурсии класс прощается со мной.

– Что нужно сказать? – спрашивает руководитель.

– Спасибо! – недружным хором отвечают ребятишки. Одним из последних подходит мальчик лет десяти и, уверенно протягивая узкую ладошку, говорит:

– До свидания. Приятно было познакомиться!

Во время экскурсии девочка лет семи спрашивает, а почему у камней такая форма. Я пытаюсь на доступном языке объяснить, что эти кристаллы состоят из атомов, которые в твердых веществах располагаются по определенным законам. Вот эти кристаллы флюорита растут кубиками, а кристаллы кальцита образуют вот такие формы, которые называются ромбоэдрами и скаленоэдрами. И изучает все эти формы наука кристаллография.

– А в виде зверушек кристаллы бывают?

В музей пришла старшая группа детсада «Скворушка». Веселые, морозные, шумные снимают



с себя яркие разноцветные куртки, стягивают вязанные шапочки. Одна девочка мимо своих воспитательниц пробирается ко мне: «А штаны снимать нужно?»



Рассказываю про мамонтов.

– У них было всего четыре зуба, зато на протяжении жизни они семь раз менялись. За день взрослый мамонт съедал около 100 кг травы и мелкого кустарника. А потом растаял ледник, условия жизни изменились и мамонты вымерли. И последний мамонт умер 5 тыс. лет назад на островах Новой Земли.

Один мальчик с явным раздражением:

– Это так давно было, и откуда вы все это знаете?

На макете буровой установки показываю, как добывают нефть.

– Сначала бурится скважина, затем из нее с помощью вот таких насосов качают нефть. Добытую нефть заливают вот в эти баки, – показываю два бака на макете. Из-за спин проталкивается самый умный первоклашка.

– Ну заполнятся эти баки, а потом куда нефть девать?

У меня минутный ступор!

Команда юных геологов через Новосибирск возвращается с геологической олимпиады. О посещении музея договорились заранее, поэтому я успел к экскурсии подготовиться.

Начал с презентации, в которой я младшим школьникам рассказываю о форме Земли, но с поправкой на более подготовленных слушателей. Сделав серьезное лицо, сообщаю:

– По последним данным нашего института Земля имеет следующую форму, – показываю картинку, где плоский диск лежит на спинах слонов, которые в свою очередь стоят на спине большой черепахи.

– Но в московском институте ВНИГНИ недавно предложили свою модель, – показываю диск на трех китах. Чувствую по реакции – что-то не так. Обычно ребята начинают шуметь, переглядываться, улыбаться, и всегда найдется один, который крикнет: «Круглая!». Эти же ребята смотрят умными глазами и продолжают внимательно слушать. Все серьезно, ни тени улыбки. Я по инерции рассказываю, что в некоторых других институтах, считают, что Земля накрыта круглым куполом, по поверхности которого ползают звезды и луна (Древний Вавилон). Реакция та же! Ничего не понимаю. Сразу перепрыгиваю на снимки Земли из космоса, а потом перехожу на искусственные изумруды. Дальше все как у людей. До сих пор ломаю голову: что же такое они там у себя кушают, что такие необычно умные и серьезные?



Небольшая экскурсия первоклашек из семейной школы. Все им интересно. Много вопросов. Рассказывают о своих летних путешествиях. В конце подходит одна из самых активных

– А у меня платье новое! Очень красивое! А внизу пришита полоска из кожи! Супер! Нет, вы





пощупайте! – И задирает низ юбки почти до плеч. Приходится потрогать кожаную полоску. Пытаюсь найти слово из ее лексикона:

– Прикольно!

– Бабушка подарила! – с гордостью объявляет девочка.

И зачем ей музей, какая-то геология, когда у нее такое платье!

Частная школа, 4-й класс. Умненькие, любознательные ребята. Одна из девочек спрашивает:

– А а чем лазурит от азурита отличается?

– Это разные минералы.

Чувствую, что ответ не удовлетворил. Продолжает внимательно смотреть через очки. Ну ладно, тогда слушай!

– Лазурит – это алюмосиликат, а азурит – гидрокарбонат меди. Образуются совершенно в разных условиях. Азурит, например, это обычно минерал зоны окисления медных месторождений.

– А вы доступней рассказывать не умеете?

Вот и получил, что заслужил. Пытаюсь исправить ситуацию.

– Вы, ребята, приходите через несколько лет, когда будете знать, что такое атомы, физику, химию.

Перед окончанием экскурсии девочка снова подходит ко мне. «Я сюда еще обязательно приду! – И, видимо убедившись, что я слишком легкомысленно отношусь к ее обещанию, добавляет: – Я с мамой приду!»

Ее удержался, чтобы не рассмеяться.

В музей обратилась женщина со следующим вопросом. Весной при уборке прошлогодней листвы на садовом участке они с мужем нашли шесть белых каменных яичек. Одно яйцо ее муж пытался разбить топором. Бил, бил и не разбил. Что это такое и откуда они взялись на участке?

Я ее попросил принести такое яичко для изучения. Через несколько дней она принесла мне



три яйца со своего участка и два яйца поменьше размером с соседних садовых смежных участков.

Размер большого яйца по осям 31×23 мм. Прикинул плотность – 3,7 г/см³, явно не кварц. Больше похоже на корунд. Отнес в аналитическую лабораторию на термику – кривые близки к корунду. Провели РФА – 42 % алюминия и чуть больше 2 % кремний. Значит, все-таки белый электрокорунд.

Но вопрос: откуда они (корундовые яички) взялись на садовом участке? Это еще не все! Позвонил завлаб аналитической лаборатории и поинтересовался успехами в расследовании. Оказывается, у них одна из сотрудниц тоже весной на садовом участке такие яички находила, а одно даже в мангале.

Я встретился с девушкой, забрал яичко для исследований и поинтересовался координатами участка. Оказывается, между этими двумя участками как минимум 25 км (Золотая Горка и Обь-ГЭС).

Вот такие интересные находки приносят в музей. Я над этим голову не ломаю – записал детали и забыл. После того как осенью на охоте в тайге в 1,5 км от ближайшей лесной дороги нашел целый белый унитаз, я приобрел иммунитет от излишнего любопытства.

Ю. А. Чульжанов



СНИИГГиМС НА ПОЭТИЧЕСКИХ МАРШРУТАХ

SNIIGGIMS ON POETIC ROUTES

Владимир Свинын

Парафразы известных песен на геологический лад

У природы нет плохой породы,
Каждая порода – благодать.
Нефть, руду, песок и даже воду
Надо постоянно изучать.

Есть в науке разные подходы.
Чтобы в недрах что-нибудь понять,
Надо хитроумные методы
Много и искусно применять,

Но скупа природа на щедроты –
Чтоб ее секреты победить,
Полевые сложные работы
Надо повсеместно проводить,

У природы нет плохой породы,
Только, чтоб чтобы успешно изучать
Нефть, руду, песок и даже воду,
Надо чаще средства получать,

Песня О.Бендера из спектакля «Золотая жила» в ИГиГ СО АН

Господа и почтенные дамы!
В нашей интеллигентной среде
Не бывает печальнее драмы,
Чем крушенье научных идей.
Суть природных вещей выявляя,
Вековые породы долбя,
Что же в сущности мы представляем
Из себя, из себя?

И геолог, напавший на жилу,
И мыслитель, напавший на мысль,
Дружно молятся доброму джинну:
Хоть кусок пирога – отломись!
На алмазы давая прогнозы
И на залежь заявки столбя,

Спим и видим награды и розы
Для себя, для себя!

Отправляясь на поиски истин
Благородны, чисты и юны,
Обрастаем корою корысти
И порой сквозь нее не видны.
Но когда мы, сшибая друг друга,
Рвемся к славе, фанфары трубя,
Благородная мстит нам наука
За себя, за себя!

Открытия

Великие открытия – это бред,
Почти невероятные события,
Свистят они, как раки на горе,
Открытия,

открытия,
открытия...

Иному все равно, что снег, что дождь,
Течет себе легко научный стаж его,
А ты порой почти полжизни ждешь,
Когда освободится место старшего.

Объявят сокращенье свысока,
Придет оно простое, как милиция,
И вылетишь, как пуля в облака,
С тебя сопровождающими лицами.

Так стоит ли открытия совершать,
Рискуя положением и нервами?
А лучше не зевай – лови свой шанс
От первого числа

до тридцать первого.

Не думай об открытиях – это бред!
Такое подобает лишь в подпитии.
Свистят они, как раки на горе,
Открытия,

открытия,
открытия...



Юрий Zubkov

Коллегам

Я знаю: все геологи – поэты,
И даже не слагавшие стихов;
Нас полонили дальние рассветы,
Таинственные камни-самоцветы
И переливы радужных шлихов.

Вселилось в нас весны благоуханье
И яркость красок солнечного дня,
Журчанье вод и грома громоуханье,
И океана гулкое дыханье,
Холодность льдов и яростность огня.

Нам каждый день общения с природой
Дает для чувств и разума заряд...
Не зря о нас в народе говорят:
«Геологи прошли огонь и воду,
И каждый ветру, солнцу – друг и брат!»

Рудознатцы

Было встарь тяжелее, но проще:
Получив пять рублей из казны,
Рудознатец садился на лошадь
И в тайгу отправлялся с весны,

Чтоб обратно к зиме воротиться,
Положив не напрасно труды,
Чтобы цели желанной добиться:
Познатнее изведать руды.

Оснащенность была слабовата:
Клин, кувалда, топор, молоток,
Вострозубка-кирка и лопата,
Да еще деревянный лоток...

«Н-но, родимая!..» Чавкала смачно
Под копытами вязкая грязь,
И болота зыбучие алчно
Сторожили его, затаясь.

Из чащобы проказливый леший
Окликнул рудознатца порой,
Но, крестясь, не сворачивал грешный,
Чтоб укрыться за ближней горой.

Так ли было – не важны детали,
По неистовой воле Петра
Рудознатцы металлы достали
Для Руси из земного нутра.

Академий они не кончали –
Проходили на практике курс,
Но руду от руды отличали,
Зная запах, окраску и вкус.

Что железу положена ржавость,
Блеск и тяжесть – для золота, свинца,
Оловянному камню – шершавость,
А для медной руды – зеленца...

Вся надежда на руки и ноги,
Да на зоркий приметливый глаз...

Не дождавшись от Бога подмоги,
Пропадали бесследно подчас.

Хоть неведомы карты им были,
Хоть обычно брели наугад,
Все ж земные богатства открыли –
Для могущества Росского клад.

Нам теперь помогают моторы
Одолеть и глубины, и ширь,
Проникать в неприступные горы,
В минеральный загадочный мир.

Но гордиться нам стоит ли, братцы,
Мол, геологам – все нипочем!
Надо помнить, что нас рудознатцы
Подпирают могучим плечом!

Еще один

Вадиму Филатову

Якутия тебя приворожила –
Взяла твоих немало сил и лет.
Влекла сюда неведомая сила,
Которой до сих пор названья нет.

Чем мог привлечь людей
тот край холодный,
Где нет широколиственных лесов,
Где сразу подо мхами – лед бесплодный?
Тебя ж манил алмаза властный зов.

Настойчиво искал и раз за разом
Уверенней поискованье вел –
Все ближе, ближе
к россыпным алмазам,
К сокровищам ее несметным шел.

Она коварной приказала Удже
Тебя в глубокий омут заманить.
Запрятать навсегда от всех поглубже
И оборвать тревожащую нить.

Река свою хозяйку ублажила,
Приказ жестокий выполнить смогла:
В объятиях холодных закружила
И с глаз людских в глубины увлекла...

Якутия тебя приворожила
Алмазным блеском чародейных глаз...
В заветную шкатулку положила
Еще один мерцающий алмаз.

Самоцветная радуга

*Каждый охотник желает знать,
где сидит фазан?*

Хранит в себе российская земля
Бесцветную прозрачность хрусталя,
Бруснично-алый праздничный рубин,
Пурпурные шпинель и альмандин.
Цветами розы рдеют в пегматитах
Трехгранные кристаллы рубеллита.
Оранжевым пылающим жарком
В куске гранита светится циркон



И словно угасающий пожар –
Цитрин, гелиодор и грассуляр.
В глубинах зеленеет среди руд
Уваровит, а в жилах – изумруд;
Сияют словно девичьи глаза
Топаз, аквамарин и бирюза;
Синее, чем предутренний эфир,
Близнец рубина алого – сапфир;
Здесь есть земной палитры финалисты –
Фиалковые гроздь аметиста,
И непроглядные со всех сторон,
Темнее ночи – шерл и морион.

Геологине

Особой тайны не открою,
Когда скажу, что белый свет
Совсем не мил для нас порою,
Когда любимой дома нет.

В пыли и в хаосе квартира.
Ах, сколько их, домашних дел!
О, женщина, царица мира,
Как не завиден твой удел!

Сегодня до седьмого пота
Трудился... Ну и что успел?
А тут еще одна забота:
Из сыновей заметил кто-то,
Что холодильник опустел.

Прости за то, что я, бывало,
У телевизора скучал,
Когда и как ты успевала
Все делать – я не замечал.

И вот теперь привычно в поле
Ты носишь камни в рюкзаке.
Тебе-то хорошо на воле,
А у меня – болят мозоли,
Саднят порезы на руке.

Нет у меня твоей сноровки,
Меню – яичница и чай...
Ты из своей командировки
Домой скорее приезжай!

Олег Садур

Кто постоянно бредит «полям»,
Тому понятен этот вид:
Геолог там рудой болен,
Русалка на ветвях сидит.

Там на неведомых дорожках,
Где нежно-синий оком,
Всего искали понемножку:
Алмазы, золото, нефть и хром...

Пусть не забудут дети, внуки:
У нас особенная статья –
Геологической наукой
Россия будет процветать.

Магниторазведчики

Мы меряем магнитные поля,
Рисуем совершенную картину,
И наши мненья сходятся: Земля
Походит на дрейфующую льдину.

Неслышные, ползут материки,
Постигнувшие жизнь и участь тлена.
И каждый штрих написанной строки
Определит гармонию Вселенной.

Вся на базах осипшая гармонь,
И пальцы гармонистовы не гнутся...
И капли звезд на пламенный огонь,
Как мотыльки, сегодня соберутся.

И Млечный Путь, сквозь небеса пыля,
Определит мелодий ритмы скерцо...
Мы замолчим. Магнитные поля
Сегодня замыкаются на сердце.

По тундре на оленях

Ой вы, сани, ой вы, сани,
Все дороги расписали!

Утром в снег ложатся зори,
Тихо шепчутся узоры...

А олени мчатся, мчатся...
Их сердца в снегах стучатся...

Шаг – до горя... Два – до счастья...
Не поделишь пополам...

Гей, быстрее! Ветер в уши...
Замирают наши души...

Все подчеркнута и строго:
Жизнь – от Мира, Мир – от Бога.

* * *

Я увидел немало городов одиноких,
Знаю слепок дороги и щемящее чувство тайги.
И бросается ветер охапками листьев под ноги,
И прощаются с летом ветви кленов тугих.

Стаи птиц полетят высоко отчего-то,
Фокусируя угол очень точно на юг,
И присядут в песок отдохнуть от полета,
На полотна дорог и на бежевый луг.

Бьют наотмашь в лицо набежавшие даты,
Изойдет на дожди туч сиреневый жгут...
Нерастаявший снег на земле, как заплатка,
Как в лесу непогода, которую вовсе не ждут.

Так и чувства мои накрываются снегом
На дозревший брусничник в конце сентября.
И покатится жизнь,

как по пьяному полю телега,
И пройдет снегопад.

И растет. Наверное, зря.

Я не видел людей в городах одиноких,
А на снежной дороге – только гипсовый след.



И бросается ветер
охапками листьев под ноги.
А вокруг, посмотрю,
удивительный свет.

Магадан

Опять себе на пальцах нагадал
Я пять часов счастливого полета.
Истосковался, видно, город Магадан
И кошкой лег у трапа самолета.

Сойду на землю –
здравствуй, Колыма,
Калым души, мой север многогранный!
Здесь ветров бесконечных кутерьма
Беспечно возникает в океане.

Над бухтой в тучи пряталась луна,
И берег по-осеннему качало.
Стонала ночь, и пыжилась волна,
И корабли дрожали у причала.

Геннадий Черкасов

Геологине

Пусть будет кратким твой маршрут,
Когда нас трубы призовут.
И ты, как прежде, в дальний путь
Уйдешь тропюю каравана

Пусть будет легким твой рюкзак,
В тайге не встретится варнак,
Чтоб не смотреть, попав впросак,
В глаз вороненого нагана.

Пусть лютый зверь, домашний суд,
Мошка, комар и злой паут
Тебя сторонкой обойдут
За белым пологом тумана.

Пусть проявленья ценных руд –
Боксит, наждак, шпинель, корунд,
Медь, никель, кобальт, изумруд –
Природа дарит без обмана.



НАШИ АВТОРЫ

БГАТОВ Александр Васильевич, Новосибирский государственный аграрный университет (НГАУ), Новосибирск, Россия, доцент, к. б. н. *E-mail: bgatovav@ya.ru*

БЕСПЕЧНАЯ Лариса Юрьевна, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, вед. геолог. *E-mail: bespechnaialy@rusgeology.ru*

ВАЛЕЕВ Рушан Рушанович, АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия, нач. управления. *E-mail: vcng@rosneft.ru*

ВАРЛАМОВ Алексей Иванович, Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ВНИГНИ), Москва, Россия, науч. руководитель, д. г.-м. н. *E-mail: varlamov.geo@dmil.com* (в СНИИГГиМС 1975–1983, 2001–2006, 2008–2010)

ГРОМОВА Екатерина Владимировна, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, вед. геофизик. *E-mail: gromovaev@rusgeology.ru*

ДАНИЛОВА Мария Александровна, АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия, вед. геолог. *E-mail: vcng@rosneft.ru*

ЕФИМОВ Аркадий Сергеевич, Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ВНИГНИ), Москва, Россия, науч. консультант. *E-mail: arkadyefimov@yandex.ru* (в СНИИГГиМС 2006–2016, ген. директор)

ЖЕРЖОВА Полина Эдуардовна, ООО «НОВАТЭК НТЦ», гл. специалист, Тюмень, Россия. *E-mail: Polina.Zherzhova@novatek.ru*

ЗАПИВАЛОВ Николай Петрович, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, гл. науч. сотр., д. г.-м. н. *E-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru*

ЗУБКОВ Юрий Дмитриевич (1934–2019), к.г.-м.н. (в СНИИГГиМС 1963–2004)

ЗЫЗА Евгений Александрович, ООО «НОВАТЭК НТЦ», ст. эксперт, Тюмень, Россия. *E-mail: Evgeniy.Zyza@novatek.ru*

ИГОНИН Иван Сергеевич, ООО «НОВАТЭК НТЦ», ст. эксперт, Тюмень, Россия, нач. отдела. *E-mail: Ivan.Igonin@novatek.ru*

ИСАЕВ Александр Васильевич, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, вед. эксперт, к. г.-м. н. *E-mail: isaevav@rusgeology.ru*

КАМЕНЕЦКИЙ Феликс Моисеевич (1930–2018), Университет Людвига-Максимилиана, Мюнхен, Германия, профессор-консультант, д. т. н., проф., член редколлегии журнала «Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири» в 2011–2018

КОЛОСОВА Юлия Владимировна, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия, ст. эксперт. *E-mail: Yuliya.Kolosova@novatek.ru*

КОРЫТОВ Виталий Сергеевич, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия, Тюмень, Россия, зам. директора. *E-mail: VSKorytov@novatek.ru*

ЛАПКОВСКИЙ Владимир Валентинович, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, зав. лабораторией, д. г.-м. н. *E-mail: LapkovskiiVV@ipgg.sbras.ru* (в СНИИГГиМС 1981–1987)

ЛАПТЕВА Елена Юрьевна, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, вед. геолог. *E-mail: LaptevaEY@rusgeology.ru*

МЕЛЬНИКОВ Александр Павлович, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, инженер. *E-mail: svinyinvf@rusgeology.ru*

МОСЯГИН Евгений Вячеславович, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, нач. отдела. *E-mail: mosyaginev@rusgeology.ru*

НОВОСЕЛОВА Татьяна Ивановна, д. г.-м. н, НПФ «Новь», президент. *E-mail: rio@litovit.info* (в СНИИГГиМС 1994–2012)

ПАДАЛКО Наталия Львовна, Томское отделение Сибирского НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Томск, Россия, зав. лабораторией, к. х. н. *E-mail: padalko@tf-sniiggims.ru*

ПОНОМАРЕВА Елена Владимировна, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, науч. сотр., к. г.-м. н. *E-mail: Ponomarevaev@ipgg.sbras.ru*

ПОПОВА Марина Викторовна, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, вед. науч. сотр., к. г.-м. н. *E-mail: popovamv@rusgeology.ru*

САДУР Олег Гареевич, в СНИИГГиМС 1968–2021



- САПЬЯНИК Виктор Васильевич**, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, зав. отделом, к. г.-м. н. *E-mail: sapjanikvv@rusgeology.ru*
- СВИНЬИН Владимир Федорович**, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, зав. лабораторией. *E-mail: isvis@mail.ru*
- СМИРНОВ Максим Юрьевич**, Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ВНИГНИ), Москва, Россия, зам. ген. директора по геологии, к. г.-м. н. *E-mail: smirnov@vnigni.ru* (в СНИИГГиМС 2007–2018)
- СТАРОСЕЛЬЦЕВ Илья Кириллович**, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, шлифовальщик. *E-mail: svinyinvf@rusgeology.ru*
- ТОРОПОВА Татьяна Николаевна**, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, зав. лабораторией. *E-mail: toropovatn@rusgeology.ru*
- ТРИГУБОВИЧ Георгий Михайлович**, АО «ЕМ-Разведка», Новосибирск, Россия, директор по геофизике, д. т. н. *E-mail: mail@em-surveys.com* (в СНИИГГиМС 1971–2017)
- ФИЛАТОВ Владимир Викторович**, Новосибирский государственный технический университет (НТГУ), Новосибирск, Россия, профессор, д. ф.-м. н. *E-mail: vvfilat@gmail.com* (в СНИИГГиМС 1974–2017)
- ЧЕРКАСОВ Геннадий Николаевич** (1937–2021), д.г.-м.н. (в СНИИГГиМС 1960–2021)
- ЧУЛЬЖАНОВ Юрий Александрович**, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, гл. эксперт. *E-mail: chulganovjua@rusgeology.ru*
- ШАКИРОВ Равиль Равильевич**, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия, директор департамента. *E-mail: Ravil.Shakirov@novatek.ru*
- ШИГАНОВА Ольга Викторовна**, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, ст. эксперт, к. г.-м. н. *E-mail: shiganovaov@rusgeology.ru*
- ШУЛИК Елена Васильевна**, ООО «НОВАТЭК НТЦ», ст. эксперт, Тюмень, Россия. *E-mail: Elena.Shulik@novatek.ru*
- ЩЕРБАНЕНКО Валентина Михайловна**, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, вед. геофизик. *E-mail: SHCHerbanenkoVM@rusgeology.ru*
- ЭПОВ Михаил Иванович**, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, управляющий директор; д. т. н., проф., академик РАН. *E-mail: EpovMI@ipgg.sbras.ru*
- ЮНАШЕВА Анастасия Сергеевна**, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, геофизик I кат. *E-mail: yunashevaas@rusgeology.ru*



OUR AUTHORS

BESPECHNAYA Larisa, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: bespechnaialy@rusgeology.ru*

BGATOV Aleksandr, PhD, Novosibirsk State Agrarian University, Novosibirsk, Russia. *E-mail: bgatovav@ya.ru*

CHERKASOV Gennadiy (1937–2021), DSc, in SNIIGGiMS 1960–2021

CHULZHANOV Yuriy, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: chulganovjua@rusgeology.ru*

DANILOVA Mariya, Verkhnechonskneftegaz, Irkutsk, Russia. *E-mail: vcng@rosneft.ru*

EFIMOV Arkadiy, All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia. *E-mail: arkadyefimov@yandex.ru* (in SNIIGGiMS 2006–2016, general manager)

EPOV Mikhail, DSc, acad. RAS, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia, general manager. *E-mail: EpovMI@ipgg.sbras.ru*

FILATOV Vladimir, DSc, prof., Novosibirsk State Technical University (NTSU), Novosibirsk, Russia. *E-mail: vvfilat@gmail.com* (in SNIIGGiMS 1974–2017)

GROMOVA Ekaterina, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: gromovaev@rusgeology.ru*

IGONIN Ivan, NOVATEK NTTS, Tyumen, Russia. *E-mail: Ivan.Igonin@novatek.ru*

ISAEV Alexandr, PhD, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: isaevav@rusgeology.ru*

KAMENETSKY Felix (1930–2018), DSc, Ludwig Maximilian University of Munich, Munich, Germany; member of editorial board of *Geology and Mineral Resources of Siberia* journal in 2011–2018

KOLOSOVA Yuliya, NOVATEK NTTS, Tyumen, Russia. *E-mail: Yuliya.Kolosova@novatek.ru*

KORYTOV Vitaliy, NOVATEK NTTS, Tyumen, Russia. *E-mail: VSKorytov@novatek.ru*

LAPKOVSKIY Vladimir, DSc, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: LapkovskiiVV@ipgg.sbras.ru* (in SNIIGGiMS 1981S–1987)

LAPTEVA Elena, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: LaptevaEY@rusgeology.ru*

MELNIKOV Alexandr, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: svinyinvf@rusgeology.ru*

MOSYAGIN Evgeny, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: mosyaginev@rusgeology.ru*

NOVOSELOVA Tatyana, DSc, Research and Production Company Nov, Novosibirsk, Russia. *E-mail: rio@litovit.info* (in SNIIGGiMS 1994–2012)

PADALKO Nataliya, PhD, Tomsk branch of Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (TB SNIIGGiMS), Tomsk, Russia. *E-mail: padalko@tf-sniiggims.ru*

PONOMAREVA Elena, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: Ponomarevaev@ipgg.sbras.ru*

POPOVA Marina, PhD, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: popovamv@rusgeology.ru*

SADUR Oleg, in SNIIGGiMS 1968–2021

SAPYANIK Viktor, PhD, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: sapjanikvv@rusgeology.ru*

SHAKIROV Ravil, NOVATEK NTTS, Tyumen, Russia. *E-mail: Ravil.Shakirov@novatek.ru*

SHCHERBANENKO Valentina, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: SHCHerbanenkoVM@rusgeology.ru*

SHIGANOVA Olga, PhD, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: shiganovaov@rusgeology.ru*

SHULIK Elena, NOVATEK NTTS, Tyumen, Russia. *E-mail: Elena.Shulik@novatek.ru*

SMIRNOV Maksim, PhD, All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia. *E-mail: smirnov@vnigni.ru* (in SNIIGGiMS 2007–2018, executive director)

STAROSELTSEV Ilya, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: svinyinvf@rusgeology.ru*



SVINYIN Vladimir, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: isvis@mail.ru*

TOROPOVA Tatyana, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: ToropovaTN@rusgeology.ru*

TRIGUBOVICH Georgiy, DSc, EM-razvedka, Novosibirsk, Russia. *E-mail: mail@em-surveys.com* (in SNIIGGiMS 1971–2017)

VALEEV Rushan, Verkhnechonskneftegaz, Irkutsk, Russia. *E-mail: vcng@rosneft.ru*

VARLAMOV Aleksey, DSc, All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia. *E-mail: varlamov.geo@dmail.com* (in SNIIGGiMS 1975–1983, 2001–2006, 2008–2010)

YUNASHEVA Anastasiya, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: yunashevaas@rusgeology.ru*

ZAPIVALOV Nikolay, DSc, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru*

ZHERZHOVA Polina, NOVATEK NTTS, Tyumen, Russia. *E-mail: Polina.Zherzhova@novatek.ru*

ZUBKOV Yuriy (1934–2019), in SNIIGGiMS 1963–2004)

ZYZA Evgeniy, NOVATEK NTTS, Tyumen, Russia. *E-mail: Evgeniy.Zyza@novatek.ru*

Подписано в печать 15.12.22. Дата выхода в свет 30.12.22. Отпускная цена 1653 р.

Формат 60×84/8. Бумага офсетная 80 г/м². Печать цифровая.

Тираж 100 экз. Гарнитура Calibri. Объем 13,63 усл. печ. л. Заказ №

Отпечатано в соответствии с предоставленными материалами в ПАО «Т8 Издательские Технологии»

109316, Москва, Волгоградский проспект, д. 42, корпус 5.

Тел: 8 (495) 322 38 30

www.t8print.ru