МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ РАН
НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПРИ ОНЗ РАН ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ,
ГЕОФИЗИКИ, РАЗРАБОТКИ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ
НОВОСИБИРСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ ИМ. А.А. ТРОФИМУКА





к 115-летию академика АН СССР и РАН А.А. Трофимука

к 105-летию заслуженного деятеля науки РСФСР В.С. Вышемирского

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ, ГЕОХИМИИ И ГЕОФИЗИКИ НЕФТИ И ГАЗА

Материалы всероссийской научной конференции, посвященной 115-летию академика А.А. Трофимука и 105-летию заслуженного деятеля науки РСФСР В.С. Вышемирского

5-7 октября 2026 г. | г. Новосибирск

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ РАН
НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПРИ ОНЗ РАН ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ,
ГЕОФИЗИКИ, РАЗРАБОТКИ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ
НОВОСИБИРСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ
ИМ. А.А. ТРОФИМУКА

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ, ГЕОХИМИИ И ГЕОФИЗИКИ НЕФТИ И ГАЗА

Материалы всероссийской научной конференции,
посвященной 115-летию академика А.А. Трофимука
и 105-летию заслуженного деятеля науки РСФСР
В.С. Вышемирского

5–7 октября 2026, Новосибирск, Россия

Новосибирск, 2026

УДК 55:550.8+550.4+338+012(063)
ББК И36я431
А 43

Программный комитет конференции

Председатель – чл.-корр. РАН В. Н. Глинских
Члены программного комитета: акад. РАН В. А. Верниковский, акад. РАН М. И. Эпов, чл.-корр. РАН Л. М. Бурштейн, чл.-корр. РАН В. А. Каширцев, чл.-корр. РАН В. А. Конторович, чл.-корр. РАН Б. Л. Никитенко, чл.-корр. РАН Б. Н. Шурыгин, д-р геол.-минерал. наук А. М. Брехунцов, д-р геол.-минерал. наук А. И. Варламов д-р техн. наук Э. С. Закиров, д-р геол.-минерал. наук О. Е. Лепокурова, канд. геол.-минерал. наук П. Н. Мельников, канд. техн. наук В. Ю. Морозов, д-р геол.-минерал. наук Д. А. Новиков, д-р геол.-минерал. наук Д. К. Нургалиев, д-р техн. наук А. Г. Плавник, д-р геол.-минерал. наук О. М. Прищепа, д-р экон. наук И. В. Филимонова, д-р геол.-минерал. наук А. Н. Фомин, канд. геол.-минерал. наук М. А. Фомин

Организационный комитет конференции

Председатель – канд. геол.-минерал. наук А. П. Родченко
Секретарь – канд. геол.-минерал. наук Б. М. Попов
Члены организационного комитета: А. И. Бурухина, П. А. Глазырин, канд. геол.-минерал. наук И. Г. Закирьянов, канд. экон. наук А. А. Карташевич, канд. техн. наук И. В. Михайлов, канд. геол.-минерал. наук Т. М. Парфенова

Информационно-техническое сопровождение: А. С. Кузнецов, Д. А. Дочкин, А. Г. Ажбаков, Н. С. Тимофеева.

ISBN 978-5-98297-133-3

А 43 Актуальные проблемы геологии, геохимии и геофизики нефти и газа: Материалы всеросс. науч. конф. с участием иностр. ученых, посвященной 115-летию со дня рождения академика А. А. Трофимука и 105-летию со дня рождения заслуженного деятеля науки РСФСР В. С. Вышемирского / Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН; Новосиб. гос. ун-т. – Новосибирск: ООО Издательство «Сибпринт», 2026. – 341 с.

Сборник содержит материалы докладов Всероссийской научной конференции «Актуальные проблемы геологии, геохимии и геофизики нефти и газа», посвященной 115-летию со дня рождения академика А. А. Трофимука и 105-летию со дня рождения заслуженного деятеля науки РСФСР В. С. Вышемирского (Новосибирск, Россия, 5–7 октября 2026 г.).

В докладах отражены результаты современных исследований по региональной геологии, гидрогеологии и гидрогеохимии нефтегазоносных осадочных бассейнов, оценке гидроминерального сырья и вопросам генезиса ценных химических компонентов, по геологии и геофизики нефти и газа провинций европейской части России, Сибири, Дальнего Востока и потенциальных провинций Арктической зоны РФ, по решению актуальных задач органической геохимии обогащенных органическим веществом пород, углеводородов, гетероатомных, высокомолекулярных соединений нефтей, конденсатов, горючих сланцев, керогенов, твердых битумов и изотопов их углерода, по проблемам экономики и экологии нефтегазовой отрасли, переработки углеводородного и минерального сырья.

Материалы конференции представляют интерес для специалистов широкого профиля, преподавателей, аспирантов и студентов высших учебных заведений, специализирующихся в областях наук о Земле.

This book contains the proceedings of the All-Russian Scientific Conference “Current Issues in the Geology, Geochemistry and Geophysics of Oil and Gas”, held to mark the 115th anniversary of the birth of Academician Andrey A. Trofimuk and the 105th anniversary of the birth of the RSFSR Honored Scientist Vladislav S. Vyshemirsky (Novosibirsk, Russia, October 5–7, 2026).

The conference proceedings present the results of recent research on the regional geology, hydrogeology and hydrogeochemistry of oil-and-gas sedimentary basins; the assessment of hydromineral resources and the genesis of valuable chemical components; the geology and geophysics of oil and gas in provinces across European Russia, Siberia and the Far East, as well as in potential provinces within the Russian Arctic; the resolution of key challenges in the organic geochemistry of organic-rich rocks, hydrocarbons and the heteroatomic, high-molecular-weight compounds found in oils, condensates, oil shales, kerogens, solid bitumens and their carbon isotopes. Also covered are issues concerning the economics and environmental impact of the oil-and-gas industry, including the processing of hydrocarbon and mineral raw materials.

The proceedings will be of interest to a wide range of specialists, as well as to faculty members, postgraduate and university students specializing in the Earth sciences.

ISBN 978-5-98297-133-3
DOI 10.48612/sibprint/k6f3-etha-pa9a
https://doi.org/10.48612/sibprint/k6f3-etha-pa9a

УДК 55:550.8+550.4+338+012(063)
ББК И36я431

© Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука, 2026
© Новосибирский государственный университет, 2026

ПРЕДИСЛОВИЕ

2026 год богат памятными датами в истории отечественной и мировой геологии, геофизики и геохимии нефти и газа. Среди них 21 сентября 2026 г. – 155-летие академика Ивана Михайловича Губкина – организатора советской нефтяной геологии и нефтяной промышленности нашей страны, 15 ноября 2026 г. – 120-летие выдающегося советского ученого-геолога, доктора геолого-минералогических наук, Владимира Алексеевича Успенского – основоположника отечественной битуминологии, разработчика количественного анализа распределения углерода в биосфере и в земной коре, лауреата премии имени И.М. Губкина, 12 апреля 2026 г. – 100-летие советского и российского учёного, геолога, геофизика, академика РАН Виктора Семёновича Суркова – крупного специалиста в области региональной геологии и геофизики, заслуженного деятеля науки РСФСР, заслуженного геолога Российской Федерации.

Для ИНГГ СО РАН особое место занимают 115-летие академика Андрея Алексеевича Трофимука – организатора и лидера Института геологии и геофизики СО АН СССР (1958-1975 гг.), преемником которого является Институт нефтегазовой геологии и геофизики Сибирского отделения Российской академии наук, носящий его имя, и 105-летие известного советского и российского геолога-нефтяника, ведущего специалиста в области органической геохимии, доктора геолого-минералогических наук, Владислава Станиславовича Вышемирского – заслуженного деятеля науки РСФСР, лауреата премии имени И.М. Губкина, основателя и руководителя в течении 25 лет лаборатории геохимии органических ископаемых в Институте геологии и геофизики СО АН СССР, одного из организаторов кафедры «Месторождения полезных ископаемых» Новосибирского государственного университета. В связи с юбилейными датами этих сибирских ученых ИНГГ СО РАН от имени Министерства науки и высшего образования РФ, Российской академии наук, Сибирского отделения РАН, Совета при ОНЗ РАН по проблемам геологии, геофизики, разработки и переработки углеводородов, Новосибирского национального исследовательского государственного университета организовал и провел 5-7 октября 2026 г. Всероссийскую научную конференцию «Актуальные проблемы геологии, геохимии и геофизики нефти и газа».

БОРЦЫ ЗА НЕФТЬ



Рисунок 1. Академик А.А. Трофимук

Андрей Алексеевич Трофимук – патриарх отечественной геологии нефти и газа, талантливый ученый, один из основателей СО АН СССР, организатор и бессменный директор на протяжении 30 лет Института геологии и геофизики СО АН СССР. Внес значительный вклад в укрепление нефтегазовой промышленности России. В годы Великой Отечественной войны А.А. Трофимук с коллегами открыл в Башкирии крупные месторождения нефти, тем самым заложив основу новой нефтяной базы в Урало-Поволжье. Сформировавшиеся в военные годы черты характера – научно обоснованный подход к порученному делу, оптимизм, огромная воля при достижении цели, принципиальность, мужество – А.А. Трофимук пронес через всю жизнь. Он участвовал в научном обосновании и открытии Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской нефтегазоносных провинций. Автор и соавтор более 1000 монографий, статей и других научных и научно-популярных публикаций, а также статей в общественно-политических изданиях.

В Сибири А.А. Трофимук трудился более 40 лет. Его научный поиск органично сочетал фундаментальные и прикладные задачи. Разрабатывая проблему образова-

ния нефти и газа и формирования их залежей, он использовал новейшие достижения в этой области для оценки масштабов генерации углеводородов (УВ) и нефтегеологического районирования Сибири и других районов России. Он был выдающимся ученым-теоретиком и практиком, который внес значительный вклад во все разделы геологии нефти и газа. Он не был кабинетным ученым и всегда доводил начатое дело до результата – до нефтеразведок, нефтяных вышек, фонтанов, нефте- и газопроводов. Андрей Алексеевич был борцом, мужественным и несгибаемым человеком, касалось ли это открытия девонской нефти в Башкирии или проблемы ресурсов твердого газа в гидратном состоянии. Академик А.А.Трофимук получил высокое признание у своих соратников, его называли не иначе как Главный геолог Сибири. *Научная деятельность А.А. Трофимука в Сибири была чрезвычайно плодотворна и разнообразна. В круг его основных научных интересов входили: фундаментальные исследования геологии нефти и газа; теория образования скоплений углеводородов в земной коре; механизмы образования и формы существования скоплений гидратного газа и оценка его ресурсов в Мировом океане; превращение органического вещества осадочных пород под действием тектонических процессов земной коры.* А.А. Трофимук принимал активное участие в организации и развитии научных центров и отдельных институтов в Тюмени, Барнауле, Томске, Красноярске, Иркутске, Чите, Улан-Удэ, Якутске, Магадане, Хабаровске, Владивостоке, Южно-Сахалинске, Петропавловске-Камчатском.

А.А. Трофимук всегда уделял значительное внимание подготовке научных кадров в Новосибирском государственном университете. В 1962 г. на геолого-геофизическом факультете была организована кафедра месторождений полезных ископаемых (с 2006 г. – геологии месторождений нефти и газа), одна из старейших в НГУ. Первым заведующим и ее основателем был А.А. Трофимук. Он учил молодых геологов быть дерзкими и не терять оптимизма. Слова наставника молодежи актуальны и сегодня: «Надо не только превзойти своих учителей, но и стать наголову выше. Тогда мы, старшее поколение, будем знать, что работали не напрасно. Главное детище А.А. Трофимука – Институт геологии и геофизики СО АН СССР – в настоящее время представлен двумя институтами СО РАН: Институтом нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука и Институтом геологии и минералогии им. В.С. Соболева. Костяк кадров этих институтов составляют выпускники геолого-геофизического факультета НГУ. Под руководством А.А. Трофимука в Сибири сформировалась научная школа, выросли крупнейшие специалисты в области геологии нефти и газа. Новое поколение геологов-нефтяников продолжает дело своего Великого Учителя. А.А. Трофимук – крупный государственный деятель и его заслуги высоко оценены государством. Он удостоен многих правительственных наград и премий. Его именем названы улица новосибирского Академгородка, Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, учебные аудитории в Новосибирском и *Казанском университетах. Учреждена премия имени академика Трофимука для молодых ученых СО РАН, именные стипендии для студентов НГУ и Сибирской государственной геодезической академии.*

Владислав Станиславович Вышемирский – известный российский ученый, выдающийся представитель сибирской школы геохимиков-нефтяников, специалист в области теории нафтидогенеза и условий формирования нефтяных залежей, ветеран Великой Отечественной войны, первый заведующий лабораторией геохимии горючих ископаемых ИГиГ СО АН СССР, один из организаторов кафедры «Геология месторождений нефти и газа» ГГФ НГУ, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заслуженный деятель науки РСФСР. В.С. Вышемирский почти полвека занимался педагогической деятельностью сначала в Саратовском, а затем в Новосибирском государственных университетах. В качестве научного руководителя подготовил 6 кандидатов геолого-минералогических наук.

В.С. Вышемирский автор и соавтор более 360 публикаций, в том числе 18 монографий. Основные его работы посвящены теоретическим вопросам нефтяной и угольной геологии, оценке перспектив нефтегазоносности осадочных отложений Сибири, анализу поисковых критериев математическими методами. На материалах по угленосным и нефтегазоносным бассейнам, а также с учетом экспериментальных данных, им разработана общая теория ме-

таморфизма (катагенеза) горючих ископаемых, доказан параллелизм в катагенетических изменениях каустобиолитов. В.С. Вышемирский, А.А. Трофимук и А.Н. Дмитриев опубликовали цикл работ по проблемам прогнозирования гигантских месторождений нефти на территории Сибири. За монографию «Миграция рассеянных битумоидов» ему вместе с А.Э. Конторовичем и А.А. Трофимуком в 1974 г. была присуждена премия АН СССР им. И.М. Губкина.



Рисунок 2. Профессор В.С. Вышемирский

В.С. Вышемирский всегда тонко чувствовал «пульс времени» и постоянно выступал инициатором новых научных разработок. С конца 60-х годов 20-го столетия им совместно с А.А. Трофимуком начаты работы по оценке перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна, разработаны критерии выделения промежуточного тектонического комплекса наиболее благоприятного объекта для поиска залежей углеводородов в палеозое.

В 1985 г. В.С. Вышемирский организовал новое направление работ по прямым методам поисков залежей углеводородов (газовая съемка в донных осадках, по снегу и фитогеохимическая по сосновой хвое). В 1985-1986 гг. под его руководством проводились опытно-методические работы не только в Западной Сибири (Томская и Новосибирская области), но и за рубежом (Болгария). В результате были открыты новые перспективные на поиски залежей УВ районы, в том числе крупное газовое месторождение на Болгарском шельфе Черного моря. В 1987-1995 гг. объектом исследования стали районы Ханты-Мансийского автономного округа Западной Сибири. При его непосредственном участии проведена колоссальная работа по систематизации полученных данных прямых методов поисков скоплений углеводородов. Использование подготовленных группой В.С. Вышемирского научных рекомендаций газовой съемки по снегу при размещении поисково-разведочных скважин позволило геологам ОАО «Лукойл-Урайнефтегаз» в 2,5 раза увеличить успешность поисков залежей УВ.



Рисунок 3. В.С.Вышемирский и А.А.Трофимук – соратники в поисках палеозойской нефти Западной Сибири

В.С. Вышемирскому выпала нелегкая, но интересная судьба со многими переменами, неожиданными поворотами, благодаря которым он менял места проживания и работы, должности, но всегда был преданным науке, неутомимым искателем нового, экспериментатором и организатором науки. Его творчество ученого отличалось широтой научных интересов и стремлением к глубоким теоретическим обобщениям, которые не раз получали самую высокую оценку. За успехи в развитии нефтяной геологии В.С.Вышемирский неоднократно отмечался почетными грамотами. В 1982 г. ему присвоено высокое звание «Заслуженного деятеля науки РСФСР». За боевые заслуги и трудовую деятельность он награжден двумя орденами и 14 медалями.

***

В научной конференции приняли участие более 80 опытных и начинающих исследователей из академических и ведомственных институтов, университетов и предприятий реального сектора экономики Москвы, Санкт-Петербурга, Новосибирска, Красноярска, Сыктывкара, Томска, Тюмени, Уфы, Якутска, Хабаровска и других научных центров. На заседаниях было представлено более 90 докладов.



Рисунок 4. Участники конференции. 5 октября 2026 г. Фото П.Э. Красина

Сообщения участников совещания были посвящены проблемам геологии, геохимии и геофизики осадочных и нефтегазоносных бассейнов России, поискам и разведке углеводородного и минерального сырья. Состоялось обсуждение докладов о природном водороде.

Многие докладчики с благодарностью вспоминали уроки выдающихся геологов и геохимиков-нефтяников, опыт личного общения с А.А. Трофимуком и В.С. Вышемирским, отмечали, что новые фундаментальные и прикладные результаты, полученные по направлениям научных исследований, заложены в трудах Андрея Алексеевича и Владислава Станиславовича.

В материалах настоящего сборника отражены результаты по современным исследованиям региональной геологии нефтегазоносных осадочных бассейнов (тектоника, седиментология, литология, палеогеография и др.), по созданию моделей генерационно-аккумуляционных нефтегазовых систем, по геологии и геофизики нефти и газа провинций европейской части России, Сибири, Дальнего Востока и потенциальных провинций Арктической зоны РФ.

Большое внимание уделено вопросам органической геохимии, геохимическим методам поисков месторождений углеводородов, исследованию закономерностей и эволюции накопления обогащенных органическим веществом пород в протерозое и фанерозое, решению актуальных задач геохимии углеводородов, гетероатомных, высокомолекулярных соединений нефтей, конденсатов, горючих сланцев, керогенов, твердых битумов и изотопов их углерода. В сборник включены результаты по геохимии новых и редких углеводородов-биомаркеров осадочных пород и нефтей.

В публикациях обсуждаются оригинальные результаты по гидрогеологии, гидрогеохимии нефтегазоносных бассейнов, по оценке гидроминерального сырья, рассматриваются вопросы генезиса ценных химических компонентов, по картированию перспективных на них

объектов. Ряд сообщений посвящен проблемам экономики и экологии нефтегазовой отрасли, переработки углеводородного и минерального сырья.

Доклады, представленные в сборнике конференции, будут интересны специалистам широкого профиля, чья деятельность связана с решением проблем геологии, геохимии, геофизики нефти, газа и природного водорода, геоэкологии и экономики топливно-энергетического комплекса, преподавателям, аспирантам и студентам высших учебных заведений, которые специализируются в областях наук о Земле.

7 октября 2026 г.

А. Н. Фомин,
Т. М. Парфенова

УДК 553.98.061.33
DOI 10.48612/sibprint/t314-mdmm-rg36 https://doi.org/10.48612/sibprint/t314-mdmm-rg36

Кайнозойская эрозия и покровные оледенения Западной Сибири – влияние на уплотнение пород[1]

С. Е. Агалаков[1,2], Е. В. Астафьев[1], М. Ю. Новоселова[1]

[1] ООО «РН-ГИР», Тюмень
[2] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

Аннотация. Задача исследований состояла в определении влияния процессов кайнозойской эрозии и покровных оледенений в Западной Сибири на уплотнение пород, а именно, на изменение коэффициента пористости наиболее хорошо изученного пласта ПК1 покурского горизонта.
Ключевые слова: Кайнозойская эрозия, покровные оледенения, Западная Сибирь, уплотнение пород, коэффициент пористости.

Cenozoic erosion and cover glaciations of Western Siberia – impact on rock compaction

S. E. Agalakov[1,2], E. V. Astafiev[1], M. Yu. Novoselova[1]

[1] LLC «RN-GIR», Tyumen
[2] Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. The objective of the research was to determine the influence of Cenozoic erosion and cover glaciations in Western Siberia on rock compaction, namely, on changes in the porosity coefficient of the Pokursky horizon, the most well-studied PK1 formation.
Keywords: Cenozoic erosion, cover glaciations, Western Siberia, rock compaction.

Введение. Изменение пористости отложений с глубиной залегания связано с уплотнением пород вследствие увеличения геостатического давления. Для условий Западной Сибири результаты обобщены в работах Нестерова И.И, Туезовой Н.А., Хафизова Ф.З. и др. Однако, в прошлом в Западной Сибири геостатическое давление превосходило современное, по крайней мере по двум причинам:

1. Кайнозойская эрозия (40-1,6 млн. лет назад). В неотектонический этап развития территория севера Западной Сибири испытала значительный подъем с последующим размывом накопленных осадков.

2. Покровные оледенения (10-200 тыс. лет назад)

Задача исследований – определить влияние каждого из процессов на уплотнение пород, а именно, на изменение коэффициента пористости (Кп) наиболее хорошо изученного пласта ПК1 покурского горизонта.

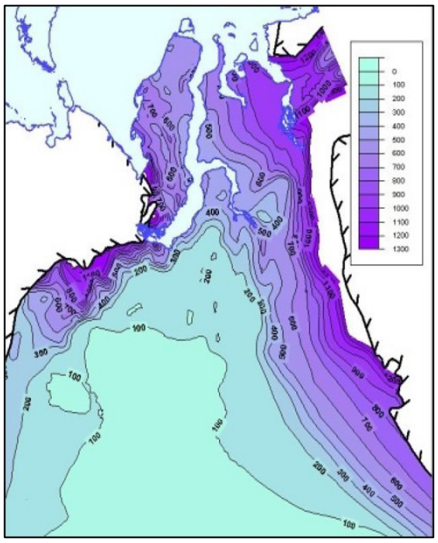
Исходные данные. Для выполнения анализа были привлечены значения пористости пласта ПК1 (86 месторождений) согласно госбалансу РФ.

Карта мощности кайнозойской эрозии была построена Сидоровым Д.А. (рис. 1а) на основе анализа Западно-Сибирского фрагмента Геологической карты России 2016 г. и её более ранних редакций [1]. Для каждого участка территории оценивалась стратиграфическая полнота верхней части разреза и суммарная мощность кайнозойских и меловых отложений, отсутствующих под дочетвертичной эрозионной поверхностью, но присутствующих в стратиграфически полных разрезах.

Мнения мерзлотоведов насчет мощности поверхностных оледенений расходятся от максимальной оценки в 3,5 км вплоть до полного их отрицания. В данной работе используется карта М.Г. Гроссвальда [2] (рис. 1б), предполагающая развитие ледников мощностью до 2,5 км.

[1] © С. Е. Агалаков, Е. В. Астафьев, М. Ю Новоселова, 2026

а)



б)

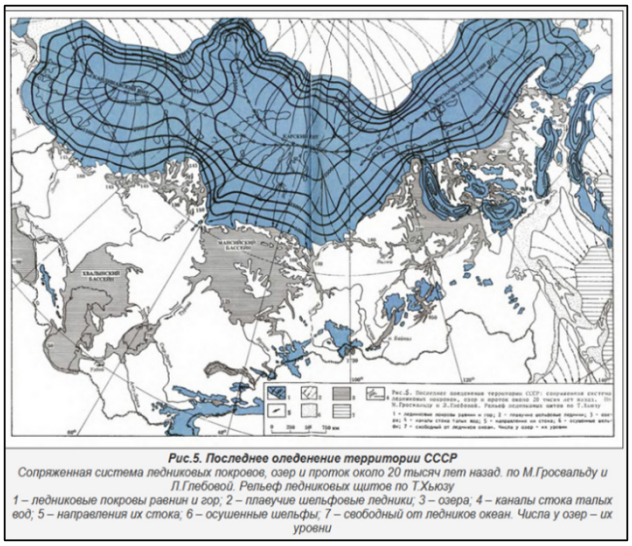


Рис.5. Последнее оледенение территории СССР
Сопряженная система ледниковых покровов, озер и проток около 20 тысяч лет назад. по М.Гросвальду и Л.Глебовой. Рельеф ледниковых щитов по Т.Хьюзу
1 – ледниковые покровы равнин и гор; 2 – плавучие шельфовые ледники; 3 – озера; 4 – каналы стока талых вод; 5 – направления их стока; 6 – осушенные шельфы; 7 – свободный от ледников океан. Числа у озер – их уровни

Рисунок 1. а – мощность кайнозойского размыва отложений Западной Сибири [1], б – мощность покровных ледников [2]

Методика анализа. В работе проанализированы зависимости коэффициента пористости от давления горных пород. Для определения современного геостатического давления была использована структурная карта по кровле пласта ПК1 (РН-ГИР, 2021). Палеодавление за счет размыва определялось палеоглубиной отложений, то есть к современной структурной карте прибавлялась мощность размыва. С учетом разности плотностей горных пород и льда, палеоглубина за счет ледника рассчитывалось как современная плюс 43% мощности покровных ледников.

Еще одним фактором, определяющим распределение Кп по территории исследований, является фациальная обстановка. Использована палеогеографическая карта из [3]. Все залежи госбаланса находятся в пределах палеогеографических областей – мелкое палеоморе и прибрежная равнина. Фациальная обстановка учитывалась как расстояние от залежи до ближайшей фациальной границы (показаны красными стрелками на рис.2). Для скважин, расположенных в зоне палеоморя, расстояние имеет знак (-), для скважин на равнине – знак (+).

На рис. 3 и в табл. 1 представлены полученные зависимости Кп от глубины и палеоглубины отложений, а также от расстояния до фациальных границ.

Результаты.

- Кп не имеет связи с современной глубиной отложений.
- Несмотря на дискуссионность вопроса о существовании ледников, коэффициент корреляции Кп с палеодавлением за счет ледника наиболее высокий. R=0,65.
- Коэффициенты корреляции Кп с расстоянием до фациальной границы R=0,52 и с, палеодавлением до размыва R=0,57 значимы и сопоставимы.

Палеодавления за счет размыва и ледника имеют между собой высокий коэффициент корреляции R=0,91, однако, очевидно, разную физическую природу.

Таблица 1. Таблица парной корреляции

	Кп	Палеодавление с учетом размыва	Палеодавление с учетом ледника	Расстояние до фациальной границы
палеодавление с уч. размыва	0.57	1		
палеодавление с уч. ледника	0.65	0.91	1	
расстояние до фац. границы	0.52	0.49	0.73	1

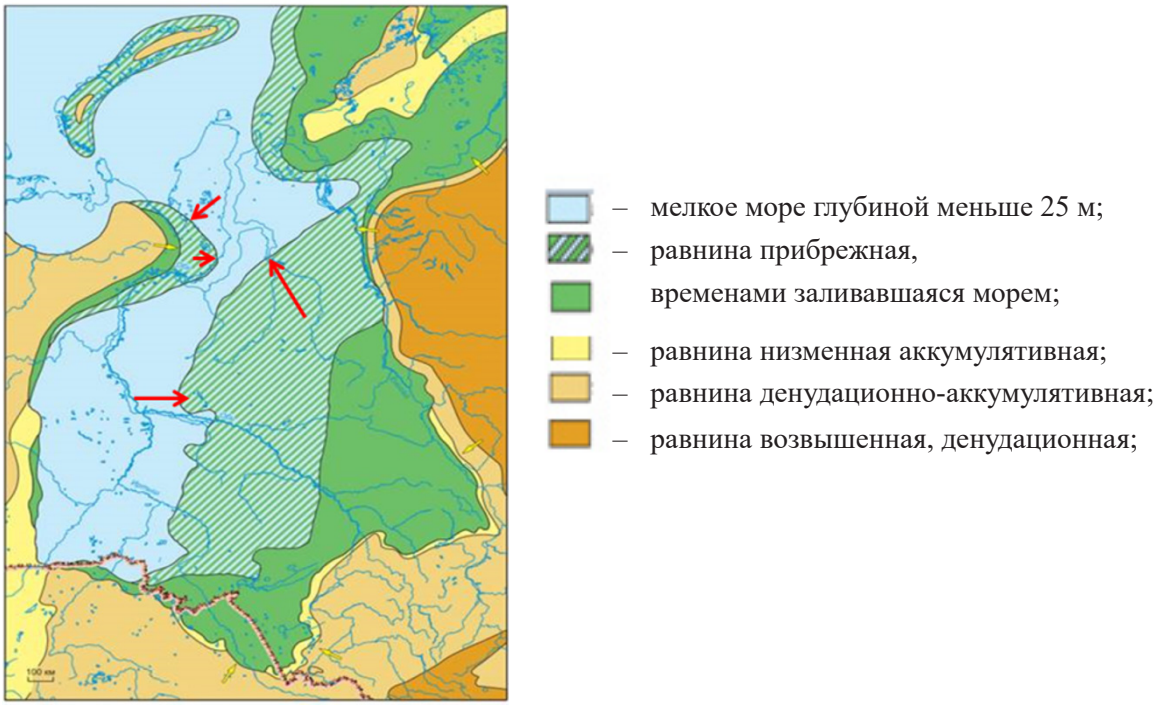


Рисунок 2. Палеогеографическая карта Западной Сибири, сеноман [3]

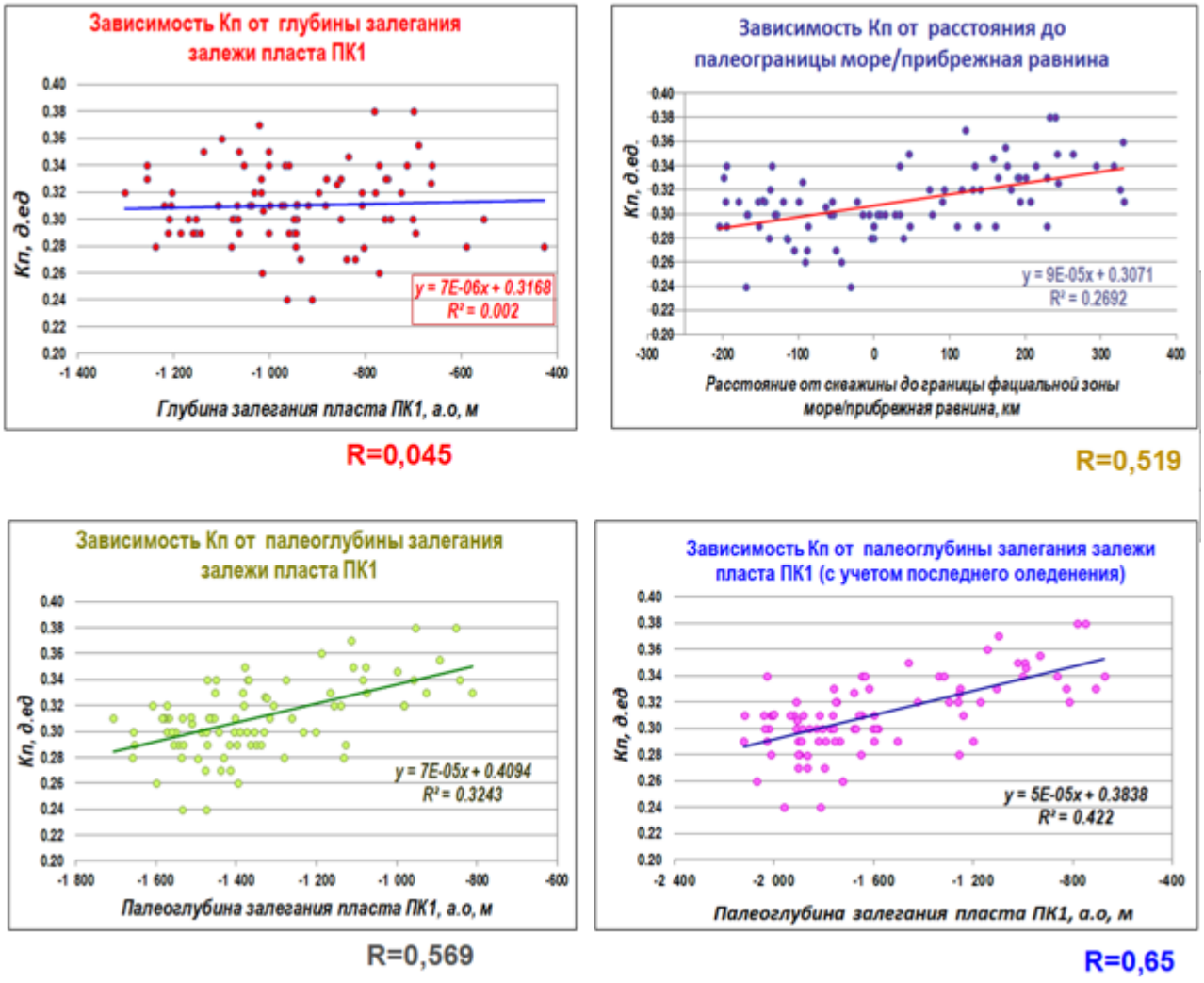


Рисунок 3. Зависимости Кп для залежей пласта ПК1

а) б) в)

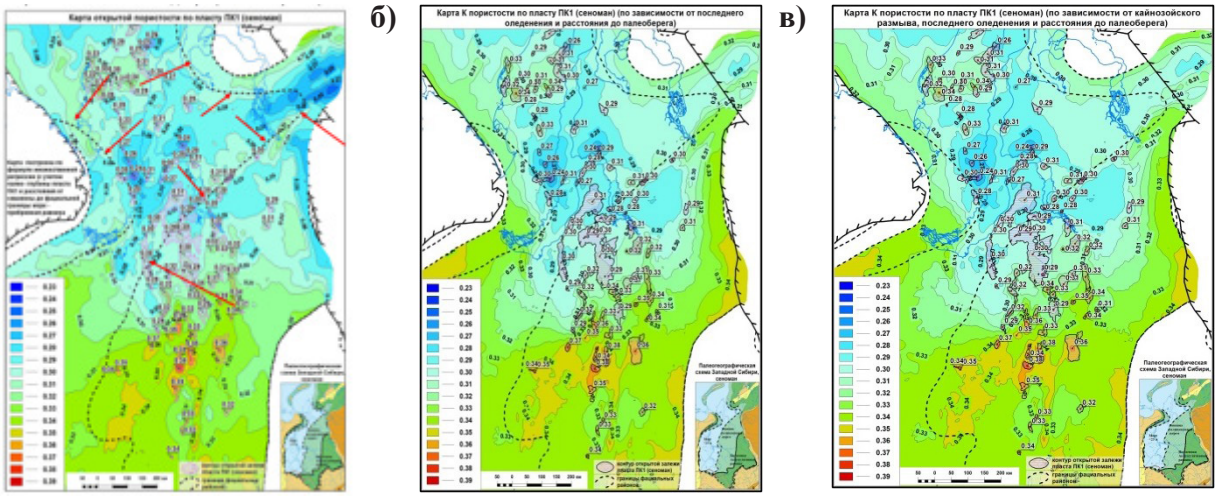


Рисунок 4. Прогнозные карты Кп пласта ПК1

Заключение. Построена серия прогнозных карт *К*п по многомерным зависимостям (рис. 4)

Карта (рис. 4а) построена по формуле двумерной зависимости

$$К\text{п} = a * 0.000054 + b * 0.000059 + 0.3817,$$

где *a* – палеоглубина за счет размыва и *b* – расстояние от залежи до фациальной границы. Коэффициент корреляции R = 0,64, среднеквадратическое отклонение СКО = 0, 021.

Карта (рис. 4б) построена по формуле двухмерной регрессии (от палеоглубин пласта ПК1, полученных с учетом последнего оледенения и расстояния до палеоберега. Коэффициент корреляции R = 0,651, среднеквадратическое отклонение СКО = 0, 021.

Карта (рис. 4в) построена построена по формуле трехмерной регрессии (от палеоглубин за счет размыва, палеоглубин за счет ледника и расстояния до палеоберега. Коэффициент корреляции R = 0,653, среднеквадратическое отклонение СКО = 0, 021.

Статистически три карты равнозначны и не дают возможности сделать вывод о приоритетности влияния кайнозойского размыва или покровного оледенения на изменение пористости пласта ПК1.

Список литературы:

1. Агалаков С.Е., Сидоров Д.А. Тектонические предпосылки газоносности надсеноманских отложений Западной Сибири // Всероссийская конференция с международным участие «Динамика и взаимодействие геосфер Земли», 8 – 11 ноября 2021 года, г. Томск. С. 16-19

2. Гросвальд М.Г. Последнее великое оледенение территории СССР. – М.: Знание, 1989. – 48 с. – Новое в жизни, науке, технике. Сер. «Науки о Земле», № 10.

3. А.Э. Конторович, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Ю.Н. Карогодин, В.А. Конторович, Н.К. Лебедева, Б.Л. Никитенко, Н.И. Попова, Б.Н. Шурыгин. Палеогеография Западно-Сибирского бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика, 2014, т. 55, № 5–6, с. 745–776.

УДК 553.98.061.33
DOI 10.48612/sibprint/9rpb-zm98-7tpx https://doi.org/10.48612/sibprint/t314-mdmm-rg36

Углеводородный потенциал верхнемеловых надсеноманских отложений Западной Сибири[1]

С. Е. Агалаков

ООО «РН-ГИР», Тюмень
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

Аннотация. Для четырех выделенных перспективных надсеноманских резервуаров определены границы распространения коллекторов и покрышек, построены структурные карты, определены источники поступления газа. Выполнено обобщение существующих данных для Западной Сибири по основным характеристикам, определяющим равновесные термобарические условия существования газогидратов – температура пород, пластовое давление, плотность газа по воздуху, минерализация пластовых вод. Построены карты подошвы криолитозоны, подмерзлотного температурного градиента и подошвы стабильности газогидратов Западной Сибири. Выполнена оценка ресурсов газа в структурных газовых и газогидратных ловушках. Неструктурные ловушки газогидратов оценены на Восточно-Мессояхском месторождении.
Ключевые слова: Западная Сибирь, верхний мел, криолитозона, стабильность газогидратов, ресурсы газа.

Hydrocarbon Potential of Upper Cretaceous Overlying Deposits in Western Siberia

S. E. Agalakov

LLC «RN-GIR», Tyumen
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. For four selected promising suprasenomanian reservoirs, the boundaries of the reservoirs and seals have been determined, structural maps have been constructed, and the sources of gas inflow have been identified. The existing data for Western Siberia has been summarized based on the main characteristics that determine the equilibrium thermobaric conditions for the existence of gas hydrates, such as the temperature of the section, reservoir pressure, gas density in air, and mineralization of reservoir water. Maps have been constructed for the base of the permafrost zone, the sub-permafrost temperature gradient, and the base of the stability of gas hydrates in Western Siberia. Gas resources in structural gas and gas hydrate traps have been estimated. Non-structural gas hydrate traps have been estimated at the Vostochno-Messoyakhskoye field.
Keywords: Western Siberia, Upper Cretaceous, permafrost zone, stability of gas hydrates, gas resources

Введение. В связи с истощением сеноманских газовых залежей актуальной становится задача оценки ресурсного потенциала надсеноманских отложений. Промышленная газоносность отложений верхнего мела была доказана в пределах Александровского мегавала, где в 1962 г. на Охтеурьевской площади был получен фонтан газа с дебитом около 20 тыс. м^3 /сутки. Первые публикации по оценке газоносности надсеноманских отложений связаны с 60-ми годами двадцатого столетия [1-2].

Геологическое строение надсеноманских отложений. По современным представлениям верхнемеловая толща выше сеномана представляет собой чередование покрышек и коллекторов (рис. 1).

[1] © С. Е. Агалаков, 2026

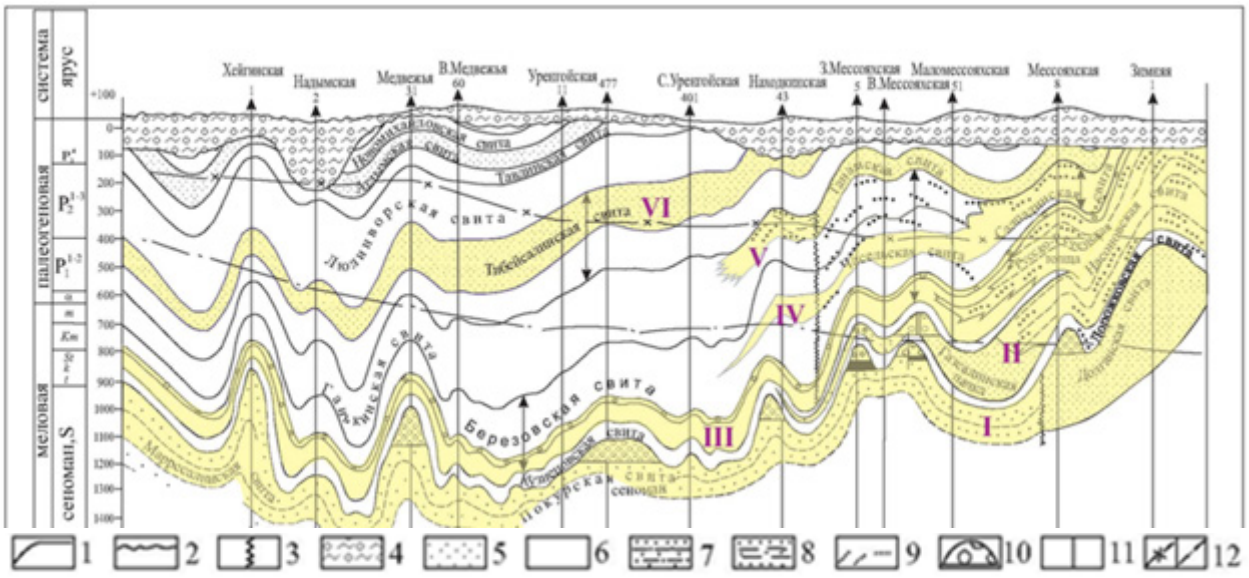


Рисунок 1. Геологический разрез севера Западной Сибири

Условные обозначения: 1 – стратиграфические границы; 2 – несогласия; 3 – линии фациального замещения, 4 – четвертичные отложения; 5 – песчаные; 6 – глинистые; 7 – песчано – алевритовые с прослоями глин; 8 – алевритовые, переслаивающиеся с глинами; 9 – глинистые с редкими прослоями песчаников; 10 – газовые залежи; 11 – разрывные нарушения; 12 – нижняя граница криолитозоны и зоны стабильности газогидратов. Желтым фоном выделены резервуары, белым – покрышки

I – Уватский горизонт, сеноман, долганская, покурская свиты. Покрышка над 1 – кузнецовская, дорожковская свиты.

II – Кузнецовский горизонт, турон-ранний коньяк, ипатовская свита, газсалинская пачка. Покрышка над 2 – мярояхинская пачка.

III – Нижнеберезовский горизонт, коньяк-сантон, нижнеберезовская подсвита. Покрышка над 3 – нижняя часть верхнеберезовской подсвиты.

IV – Верхнеберезовский горизонт, кампан, верхнеберезовская подсвита. Покрышка над 4 – верхняя часть верхнеберезовской подсвиты.

V – Ганькинский горизонт, маастрихт, танамская свита. Покрышка над 5 – талицкая свита, нижнетибейсалинская подсвита.

VI – Талицкий горизонт, палеоген, тибейсалинская свита. Покрышка над 6 – глины в кровле тибейсалинской подсвиты.

В ООО «ТННЦ» в рамках работ по оценке газового потенциала надсеноманских отложений выполнены региональные построения по кровлям перечисленных верхнемеловых перспективных резервуаров.

По результатам лабораторных исследований по 9 скважинам и двухмерного моделирования, количество сгенерированного надсеноманскими отложениями газа не превосходит 4% необходимого для заполнения ловушек объема – газ мигрировал из нижележащих отложений.

Температурный режим разреза и газогидраты. Неглубокое залегание перспективных резервуаров и развитие многолетнемерзлых пород определяет возможность существования в них газовых гидратов. Температурный режим разреза восстанавливался через 2 параметра – глубина залегания подошвы криолитозоны и подмерзлотный градиент температур [3].

В качестве исходных данных для построения карты подошвы криолитозоны использовались опубликованные данные, термограммы в выстовшихся и невыстоявшихся скважинах, кавернометрия и каротаж сопротивления, а также расчеты по данным измерения температур глубоких горизонтов. Всего использовано 735 скважин.

Определение положения подошвы зоны стабильности газогидратов (ЗСГ) определялось расчетным методом, основанном на определении глубины отложений, на которой равновесная температура гидрата совпадает с температурой, обусловленной геотермическим режимом

недр. Для определения равновесных условий гидратообразования по всем перспективным резервуарам был выполнен сбор и обобщение влияющих факторов: Р – пластовое давление, Рв – состав газа (плотность газа по воздуху), М – минерализация пластовых вод.

В результате были построены карты подошвы ЗСГ для каждого перспективного горизонта и после пересечения со структурной картой были получены для каждого резервуара граница распространения газовых и газогидратных залежей (рис. 2).



Рисунок 2. Структурные карты с контурами ЗСГ

Условные обозначения: красная линия – граница районов с газовым и газогидратным насыщением

Оценка ресурсов в структурных ловушках. Оценка выполнялась объемным методом в сотвествие с объемом структурных ловушек, а также построенными прогнозными региональными картами коэффициентов пористости, эффективных толщин, температур в кровле резервуаров. На структурные карты по кровле резервуаров наносились границы их глинизации, границы опесчанивания региональных покрышек, границы ЗСГ[4]. В качестве приоритетного для оценки ресурсов принимался регион с известными газовыми залежами в сеномане.

Общая ресурсная база газа в структурных ловушках в 4 комплексах при расчете объемным методом оценивается в 14 трлн. м^3, в том числе в газогидратах 7,5 трлн. м^3 газа.

Неантиклинальные ловушки.

По лабораторным данным, мерзлые и гидратонасыщенные породы замедляют фильтрацию газа и образуют неантиклинальные ловушки с криогидратным экранированием [5]. При этом коэффициент гидратонасыщенности может достигать 50-60%.

Для Западно- и Восточно-Мессояхского лицензионного участков были выделены на сейсмических разрезах (Рис. 3) и оконтурены сейсмические аномалии типа «яркое пятно». (Рис. 4). С некоторыми из этих аномалий связаны газопроявления при бурении. При их газогидратной природе ресурсы газа в неантиклинальных газогидратных залежах примерно в 25 раз больше, чем в антиклинальных ловушках.

Таким образом, оценка ресурсов газа в верхнемеловых надсеноманских отложений может кратно вырасти за счет газогидратов в неантиклинальных ловушках.

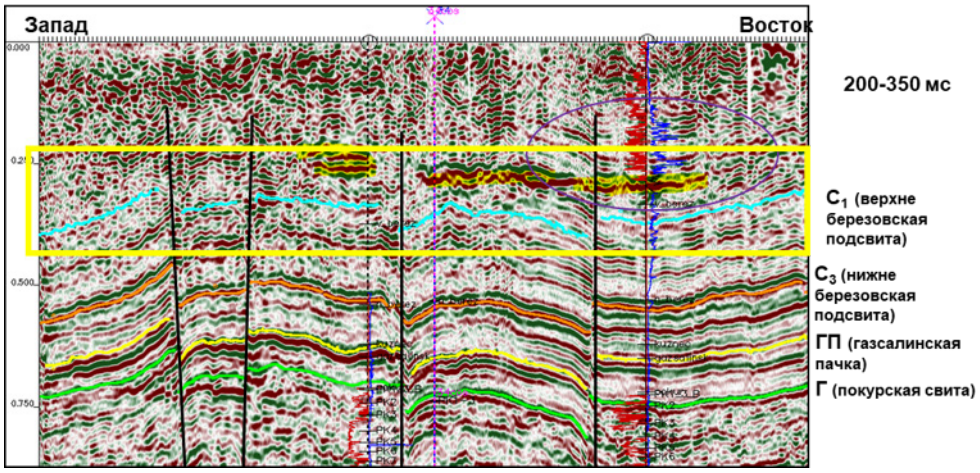


Рисунок 3. Фрагмент временного разреза с выделением аномалий типа «Яркое пятно»

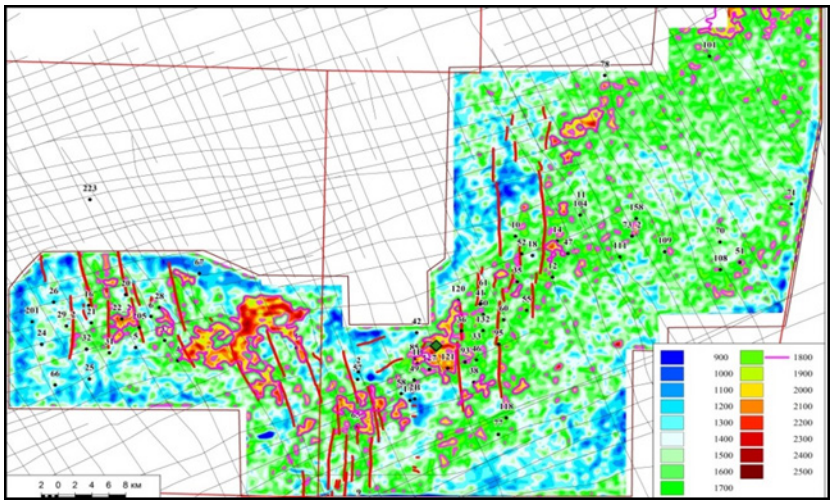


Рисунок 4. Оконтуривание газогидратных залежей по карте RMS амплитуд

Список литературы:

1. Конторович А.Э. Новые данные по литологии и геохимии мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности в связи с палеогеографией / Конторович А.Э., Прозорович Г.Э. // Геология и геофизика. 1963. – №3. – С.73-80.

2. Гурари Ф.Г. Карта прогнозов нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности. / Гурари Ф.Г., Конторович А.Э., Нестеров И.И., Ростовцев Н.Н. // Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности – М.: Недра. – 1965. – Вып.1. – С.192-217.

3. Агалаков С.Е., Кузовков А.А., Озирная Е.Т., Плавник А.Г. Региональные построения карт мощности криолитозоны и подошвы интервала стабильности газогидратов Западной Сибири. Экспозиция Нефть Газ, 8, 2023, с. 46–55. DOI 10.24412/2076-6785-2023-8-46-55

4. Агалаков С.Е., Гайфулина Е. Ф., Грищенко М. А., Новокрещин А.В., Новоселова М. Ю., Торгашова Л.В., Чикина Н.Н. Новые направления поисков и разведки скоплений углеводородного сырья. «Neftegaz.RU», №7, Июль 2020, с. 140 – 146

5. Макогон, Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы / Ю.Ф. Макогон // Российский химический журнал. – 2003. – Т.48 – №3. – С.70-79.

УДК УДК 550.837:551.345
DOI 10.48612/sibprint/mtap-92rg-hn1n https://doi.org/10.48612/sibprint/mtap-92rg-hn1n

Возможности аквальной электроразведки для выделения скоплений газовых гидратов на пресноводной акватории оз. Байкал[1]

Е. В. Агеенков

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

Аннотация. Представлена геоэлектрическая модель проявления газовых гидратов (ГГ) в донных отложениях оз. Байкал на примере залива Голоустное. Модель включает высокоомный водный слой, проводящие осадочные глинистые отложения и более высокоомные газовые гидраты.
Ключевые слова: газовые гидраты, озеро Байкал, геоэлектрическая модель, УЭС, поверхностная проводимость, поляризуемость, пресноводная акватория.

The geoelectrical model of gas hydrate manifestation in the freshwater area of Lake Baikal

E. V. Ageenkov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. A geoelectric model of gas hydrate occurrence in Lake Baikal bottom sediments is presented, using Goloustnoye Bay as an example. The model includes a highly resistive water layer, conductive sedimentary clay deposits, and more highly resistive gas hydrate
Keywords: gas hydrates, Lake Baikal, geoelectric model, resistivity, surface conductivity, polarizability, freshwater area.

Введение. Озеро Байкал – единственный пресноводный водоём планеты, в донных отложениях которого обнаружены крупные скопления газовых гидратов (ГГ). Сейсмические методы эффективны для обнаружения и картирования гидратных залежей (по BSR-отражениям и зонам отсутствия сигнала), но не всегда однозначны из-за сходства аномалий с другими геологическими факторами. Электроразведка (например, метод сопротивлений и вызванной поляризации) может стать полезным дополнением к сейсморазведке для уточнения строения гидратсодержащих толщ, однако интерпретация требует адекватной геоэлектрической модели, учитывающей специфику пресноводных глинистых осадков. Цель работы – разработать нормальную и аномальную геоэлектрическую модели проявления ГГ на акватории Байкала.

Геологическое строение и электромагнитные свойства района. Байкальская котловина выполнена осадками мощностью до 9.5 км в Среднебайкальской котловине [1, 2] и до 14 км в Южной (за счёт палеозойских отложений) [3]. Удельное электрическое сопротивление (УЭС) воды озера составляет 80–105 Ом·м и зависит от температуры и влияния притоков. Верхняя часть разреза осадков представлена терригенными глинистыми илами с прослоями диатомита [4]. Донные отложения в глубоководной части обладают аномально низким УЭС (до 1–10 Ом·м) из-за высокой глинистости [5]. Это объясняется не объёмной, а поверхностной проводимостью (σ_s), возникающей из-за двойного электрического слоя (ДЭС) глинистых частицах. Кроме того, в таких средах наблюдается вызванная поляризация, выражающаяся в дисперсии УЭС в переменном поле.

Значения поляризуемости взяты из публикации, описывающей результаты порово-масштабного численного моделирования комплексной проводимости, описанной моделью

[1] © Е.В. Агеенков, 2026
Проект НИР FWZZ-2026-0049 "Электродинамика многомасштабной геологической среды как основа наукоемких технологий в нефтяной и рудной геологоразведке и инженерной геологии в Сибири и Арктической зоне РФ"

Коула-Коула, гидратосодержащего глинистого песка с целью оценки насыщенности образца гидратом (s_h) и определения содержания глины (V_c) [6].

Для каолинита поляризуемость (заряжаемость), с содержанием глинистых частиц V_c=21.8% при солёности поровой воды C_f=0.001 моль/л, оценивается: 10.1% для образца без гидратов (s_h = 0); 10.7% при s_h = 0.1; 11.1% при s_h = 0.2; 12.2% при s_h = 0.3; 13.0% при s_h = 0.4. Область частотной дисперсии УЭС отмечается в частотном диапазоне 10–200 Гц, что указывает на нахождение времени релаксации процесса поляризации в интервале 0.005 – 0.1 с.

Показатель степени равен 1, т.к. частотная дисперсия проводимости в публикации [6] задана уравнением Дебаевской релаксации.

Газовые гидраты – соединения включения, где молекулы воды образуют каркас с полостями для молекул газа [7]. В отличие от льда, гидраты устойчивы при температурах выше 0°С благодаря повышенному давлению. Чистый метан даёт гидраты кубической структуры I (КС-I) [7], смеси метана и этана – структуру II (КС-II) [8].

В 1989–1992 гг. работы методом многоканального сейсмопрофилирования на акватории озера выявили псевдодонные отражения (англ. bottom simulating reflector (BSR)), отождествлённые с нижней границей гидратного слоя [9]. В 1997 г. скважина Baikal Drilling Project (BDP-97) подняла керн с гидратом метана (КС-I, биогенный метан) [10].

Выделены три механизма образования гидратов в осадках Байкала [11]. Фоновый (биогенный) метан бактериального происхождения образует гидраты КС-I на глубине сотен метров; такой механизм действует повсеместно [10]. Восходящий флюидный – метановый флюид поднимается по разломам, при охлаждении у дна формирует гидраты на глубинах 30–130 см; характерен для грязевых вулканов (кратер Маленький) и сипов. Термогенно-флюидный – термогенный газ с примесью этана и пропана формирует гидраты КС-II; отмечен на грязевом вулкане К-2 (Кукуйский каньон). Все три механизма действуют одновременно, обеспечивая глубинное и приповерхностное залегание гидратов в байкальских отложениях.

Нормальная геоэлектрическая модель. Согласно данным [12], для акватории Голоустненского залива составлена трёхслойная геоэлектрическая модель, описывающая изменение свойств с глубиной. Водный слой мощностью 400 м с УЭС 100 Ом·м, глинистые осадки мощностью 3500 м с УЭС 5 Ом·м. Кристаллическое основание с УЭС 1000 Ом·м (табл. 1).

Поляризуемость глинистых осадков задан на уровне 10%, время релаксации – 0.05 с, показатель степени – 1.

Таблица 1. Нормальная геоэлектрическая модель

Слой	ρ, Ом•м	η, %	τ, с	c, б.р.	h, м
1	100	0	–	–	400
2	5	10	0.05	1	3500
	1000	0	–	–	∞

Аномальная модель и влияние газогидратообразования. При формировании ГГ в верхней части осадков (слой мощностью от десятков до 200 м) поровое пространство заполняется гидратным льдом. Это блокирует доступ электролита к поверхности глинистых частиц, разрушая непрерывность ДЭС и подавляя поверхностную проводимость. УЭС гидратосодержащего слоя возрастает в 2 раза [6]. В аномальной модели УЭС этого слоя задано 10 Ом·м (табл. 2).

Поляризуемость глинистых осадков при содержании гидрата 0.4 увеличивается до 13% [6], время релаксации – 0.05 с, показатель степени – 1.

В модели мощность аномального слоя, находящегося непосредственно под водной толщей, задана в 200 м.

Таблица 2. Аномальная геоэлектрическая модель

Слой	ρ, Ом•м	η, %	τ, с	c, б.р.	h, м
1	100	0	–	–	400
2	10	13	0.05	1	200
3	5	10	0.05	1	3300
4	1000	0	–	–	∞

Результаты численного моделирования. Для электрических установок с длиной источника 50, 100, 250, 500, 1000 и 2000 м выполнены расчёты переходного процесса для временного диапазона от 1 мс до 16 с на разносах от 75 до 10500 м.

Построены планы графиков для каждой установки в зависимости от разноса. На планах графиков показаны сигналы для нормальной и аномальной модели (рис. 1, рис. 2).

Различие графиков демонстрирует проявление аномального объекта – слоя глинистых отложений насыщенного газовым гидратом. Аномалия проявляется, главным образом, на временах от 1 мс до 200–300 мс, что отражает время релаксации поляризационного процесса заданного в модели на времени 50 мс.

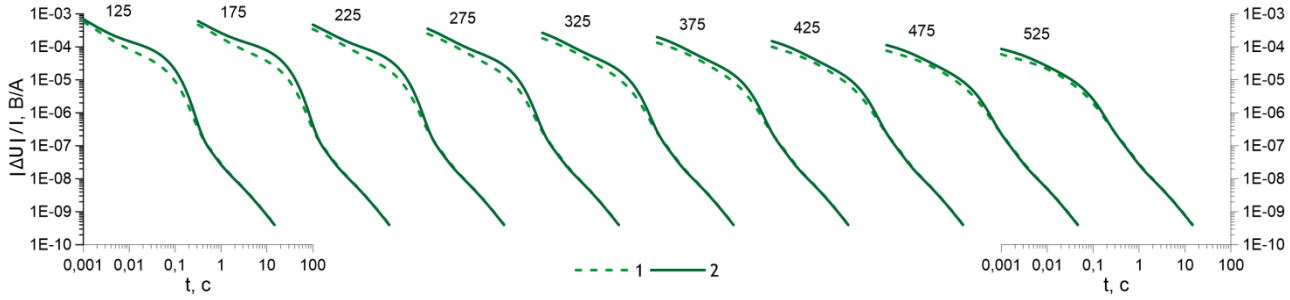


Рисунок 1. Переходный процесс для нормальной и аномальной модели. Установка с АВ=100 м

Условные обозначения: 1 – Глины поляризуемость 10%; 2 – Газовые гидраты поляризуемость 13%

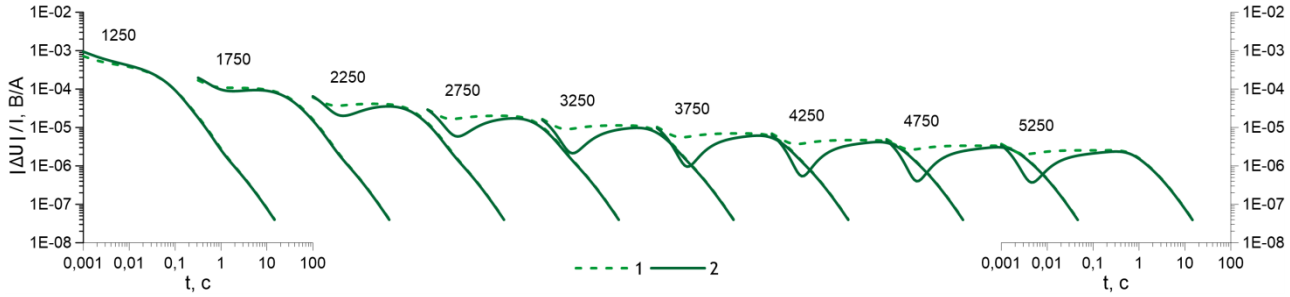


Рисунок 2. Переходный процесс для нормальной и аномальной модели. Установка с АВ=1000 м

Условные обозначения: 1 – Глины поляризуемость 10%; 2 – Газовые гидраты поляризуемость 13%

Обсуждение. В модели байкальских осадков отличительной особенностью является проводящая толща осадков [5, 13]. Глинистые отложения, даже в присутствии пресной поровой воды, способны создавать высокую поверхностную проводимость. Поляризуемость глинистых песчаников является высокой, однако стоит уточнять её значение в естественном залегании, проводя натурные измерения. В моём исследовании использовались опубликованные значения поляризуемости, описанные в статье о численном моделировании в масштабе пор. Гидратообразование повышает значения УЭС и поляризуемости, что позволяет использовать электроразведочные измерения для выделения газогидратных образований.

Заключение. Разработана геоэлектрическая модель, обосновывающая применение электроразведочных методов для выделения гидратосодержащих глинистых отложений на пресноводной акватории Байкала.

Список литературы:

1. Hutchinson, D.R., Golmshtok, A.J., Zonenshain, L.P., Moore, T.C., Scholz, C.A., Klitgord, K.D. Depositional and tectonic framework of the rift basins of Lake Baikal from multichannel seismic data // Geology. 1992. т. 20, №. 7, с. 589–592.

2. Мац В.Д. Возраст и геодинамическая природа осадочного выполнения Байкальского рифта // Геология и геофизика, 2012, т. 53(9), с. 1219–1244.

3. Суворов В.Д., Мишенькина З.Р. Структура осадочных отложений и фундамента под южной котловиной озера Байкал по данным КМПВ // Геология и геофизика, 2005, т. 46, № 11, с. 1159–1167.

4. Коллектив участников проекта «Байкал-бурение». Позднекайнозойская палеоклиматическая запись в осадках озера байкал (по результатам исследования 600-метрового керна глубокого бурения) // Геология и геофизика, 2000, т. 41, № 1, с. 3–32.

5. Kuzmin. M.I, Geletiy V.F., Kalmychkov G. et al. The First Discovery of the Gas Hydrates in the Sediments of the Lake Baikal // Annals of the New York Academy of Sciences (Gas Hydrates: Challenges for the Future), 2000, v. 912, pp. 112–115.

6. Xing L.C. et al. Pore-scale modelling on complex-conductivity responses of hydrate-bearing clayey sediments: Implications for evaluating hydrate saturation and clay content // Geoenergy Science and Engineering, 2022, v. 22, no. 12, p. 211356.

7. Sloan E.D., Koh C.A. Clathrate hydrates of natural gases. Third edition. Boca Rator, London, New-York, CRC Press, 2008.

8. Subramanian S., Kini R.A., Dec S.F., Sloan E.D. Evidence of structure II hydrate formation from methane plus ethane mixtures // Chem. Engineering Sci., 2000a, v. 55, № 11, p. 1981–1999.

9. Гольмшток А.Я., Дучков А.Д., Хатчинсон Д.Р., Ханукаев С.Б., Ельников А.И. Оценки теплового потока на озере Байкал по сейсмическим данным о нижней границе слоя газогидратов // Геология и геофизика, 1997, № 38, с. 1677–1691.

10. Кузьмин М.И., Калмычков Г.В., Гелетий В.А. и др. Первая находка газовых гидратов в осадочной толще озера Байкал // Докл. РАН, 1998, т. 362, № 4, с. 541–543.

11. Калмычков Г.В., Егоров А.В., Кузьмин М.И. Хлыстов О.М. Генетические типы метана озера Байкал // ДАН, 2006, т. 411, № 5, с. 672–675.

12. Хлыстов О.М., Нишио Ш., Манаков А.Ю., Сугияма Х., Хабуев А.В., Белоусов О.В., Грачев М.А. Опыт картирования кровли приповерхностных газовых гидратов озера Байкал и извлечение газа из них // Геология и геофизика, 2014, т. 55, № 9, с. 1415–1425.

13. Мороз Ю.Ф., Мороз Т.А. Глубинный геоэлектрический разрез Байкальского рифта // Вестник Камчатской региональной организации Учебно-научный центр. Науки о Земле, 2012, № 20, с. 114–126.

УДК 553.98:551.242(571.56-16)
DOI 10.48612/sibprint/dba5-f3v9-93f2 https://doi.org/10.48612/sibprint/dba5-f3v9-93f2

Перспективы нефтегазоносности Уджинского поднятия[1]

А. Р. Александров[1], А. И. Сивцев[2], Д. М. Петров[1]

[1] *Институт проблем нефти и газа Якутского НЦ СО РАН, Якутск*
[2] *Северо-Восточный федеральный университет им. М. К. Аммосова, Якутск*

Аннотация. В работе кратко описано геологическое строение Томторского месторождения редкоземельных металлов. Отмечается необходимость опоискования энергетических видов сырья для эффективного освоения месторождения. Приведено описание месторождения бурого угля в пермских отложениях. Оконтурены возможные литологические ловушки с элементами тектонического экранирования в рифейских отложениях восточнее Томторского месторождения.
Ключевые слова: Томторское месторождение, Уджинское поднятие, Анабарская антеклиза, рифейские отложения, зона выклинивания, перспективы нефтегазоносности.

Prospects for the oil and gas potential of the Udzha uplift

A. R. Aleksandrov[1], A. I. Sivtsev[2], D. M. Petrov[1]

[1] *Institute of Oil and Gas Problems Yakut SC SB RAS, Yakutsk*
[2] *Ammosov* North-Eastern Federal University*, Yakutsk*

Abstract. The paper briefly describes the geological structure of the Tomtor deposit of rare-earth metals. It notes the need to search for energy-related raw materials for the effective development of the deposit. The paper provides a description of a brown coal deposit in Permian deposits. Possible lithological traps with elements of tectonic shielding in Riphean deposits to the east of the Tomtor deposit are outlined.
Keywords: Tomtor deposit, Uzhinsky uplift, Anabara anteclise, Riphean deposits, pinch-out zone, oil and gas potential.

Введение. В краткосрочной перспективе начнется разработка крупнейшего в мире Томторского месторождения редкоземельных металлов. По Томторскому рудному узлу числятся сотни тысяч тонн ниобия, иттрия, скандия лантана и других редкоземельных металлов. По независимой оценке, в соответствии с Кодексом JORC (2012 г.) Томторское месторождение содержит 700 тыс. тонн ниобия и 1,7 млн тонн редкоземельных оксидов, что делает его третьим в мире по величине запасов месторождением редкоземельных металлов [2]. Кроме того, на Томторском месторождении открыты большие запасы марганца. Освоение этих значительных запасов потребует больших энергетических затрат. Рассмотрим ближайшие потенциальные источники энергетического сырья.

Основная часть. Томторское месторождение редкоземельных металлов расположено в центральной части Уджинского поднятия (рис. 1). Тектоническое строение поднятия определяется его положением на стыке двух крупных структур первого порядка Сибирской платформы – Анабарской антеклизы и Лено-Анабарского прогиба.

В геологическом строении района принимают участие два структурных этажа: кристаллический фундамент и осадочный чехол. По характеру геофизических полей кристаллический фундамент этой части платформы разделен на два мегаблока, сложенных соответственно анабарским и оленекским комплексами высокометаморфизованных пород, разделенных Оленек-

[1] © А. Р. Александров, А. И. Сивцев, Д. М. Петров, 2026
Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FWRS-2025-0036).

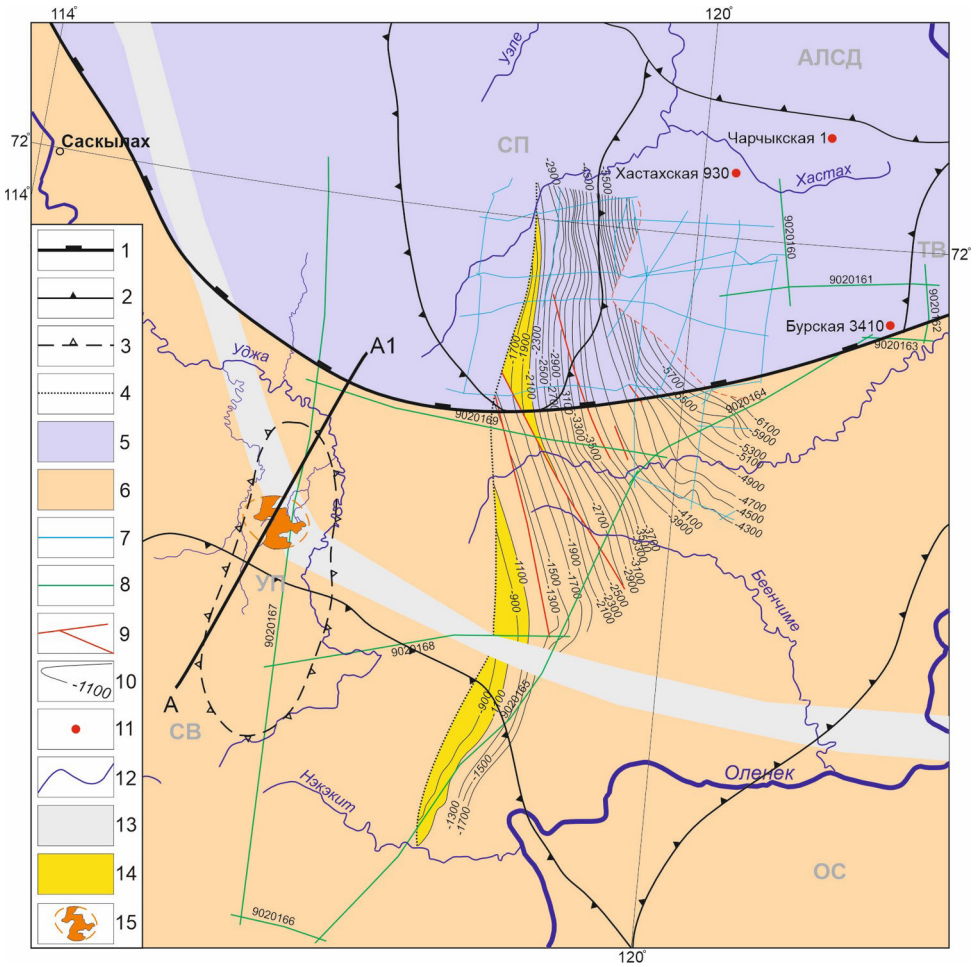


Рисунок 1. Обзорная структурно-тектоническая карта зоны сочленения Лено-Анабарского прогиба с Анабарской антеклизой. Карта составлена на тектонической основе ОАО «Якутскгеофизика» (2009) и по материалам сейсморазведочных работ МОГТ на Уэленской площади за 190-91 гг.

Условные обозначения: границы: 1 – надпорядковых структур, 2 – структур 1 порядка, 3 – свод Уджинского поднятия, 4 – выклинивания рифейских отложений; 5 – Лено-Анабарский прогиб; 6 – Анабарская антеклиза; 7 – профили МОГТ, охватывающие рифейские структуры до 1992 года; 8 – профили МОГТ 1992 года, 9 – разрывные нарушения в зоне выклинивания рифейских отложений; 10 – изолинии рифейских отложений; 11 – скважины глубоко бурения; 12 – гидросеть; 13 – Оленекская шовная зона; 14 – потенциальные залежи углеводородов в структурах выклинивания рифейских отложений; 15 – Томторское месторождение редкоземельных металлов. Буквенные обозначения: СВ – Суханская впадина, УП – Уджинское поднятие, ОС – Оленекский свод, СП – Саппыйский выступ, АЛСД – Анабаро-Ленская система депрессий, ТВ – Тюмятинский выступ.

ской (Уджинской по другим авторам) шовной зоной. Мощность осадочного чехла в пределах района меняется от 1-1,5 км в центральной части района до 2-4 км к западу и 4-7 км к востоку.

Основная региональная структура района – Уджинское поднятие, представляющее собой выступ фундамента на дневную поверхность или имеющее незначительные мощности перекрывающих палеозойских и мезо-кайнозойских отложений. Уджинское сводовое поднятие протягивается в меридиональном направлении на 200 км при ширине до 30 км в центральной части и до 10 км в южной. С запада и востока поднятие ограничено региональными тектоническими нарушениями. Уджинское поднятие сложено породами рифейского, вендского и кембрийского структурных ярусов, распространенных в междуречье рек Уджа и Чимара. Оно имеет характер горст-антиклинальной структуры, осложненной системой сбросов субширотного направления. Свод Уджинского поднятия совпадает с грядами сопок Томтор-Тааса и Богдо-Тааса. Геологический разрез по линии А-А1 представлен (рис. 2).

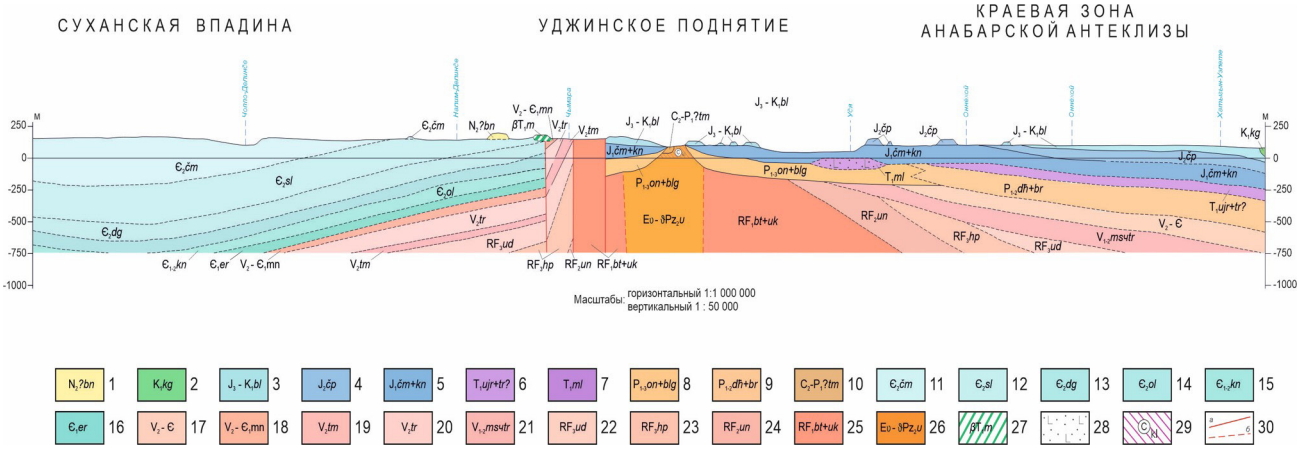


Рисунок 2. Геологический разрез через Томторское месторождение редкоземельных металлов [3]

Условные обозначения: Кайнозойская эротема. Неогеновая система, плиоцен: 1 – беенчиминская толща (N_2?*bn*). Мезозойская эротема. Меловая система, *нижний отдел*: 2 – кигилляхская свита (K_1*kg*); юрская система, *верхний отдел* – меловая система, *нижний отдел*: 3 – буолкалахская свита. (J_3-K_1*bl*); юрская система, *средний отдел*: 4 – чюэмпейская толща (J_2*čp*); *нижний отдел*: 5 – чымарский и курунгской свиты объединенные (J_1*čm+kn*); триасовая система, *нижний отдел*: 6 – улахан-юряхская и терютехская свиты объединенные (T_1*ujr+tr*), 7 – молодинская толща (T_1*ml*). Палеозойская эротема. Пермская система, *нижний-верхний отдел*: 8 – онкучахская и булгунняхтахская свиты объединенные (P_{1-3}*on+blg*), *нижний-средний отдел*: 9 – джаргалахская и бурская толщи объединенные (P_{1-2}*dž+br*); каменноугольная-пермская системы: 10 – томторская толща (C_2-P_1?*tm*); кембрийская система, *средний отдел*: 11 – чомурдахская свита (Є$_2$*čm*), 12 – силигирская свита (Є$_2$*sl*), 13 – джахтарская свита (Є$_2$*dg*), 14 – оленекская свита(Є$_2$*ol*), *нижний-средний отдел*: 15 – куонамская свита (Є$_{1-2}$*kn*), *нижний отдел*: 16 – еркекетская свита (Є$_1$*er*). Верхневендско-кембрийское образование: 18 – Верхний венд-кембрий нерасчлененные (V_2- Є). Вендская система-кембрийская система, *нижний отдел*: 17 – манькайская свита (V_2- Є$_1$*mn*). Вендская система, *средний отдел*: 19 – туркутская свита (V_2*tr*, 20 – томторская свита (V_2*tm*); *нижний-средний отдел*: 21 – мастахская, хатыспытская и туркутская свиты объединенные (V_{1-2}*ms÷tr*). Верхний протерозой, Рифейская эонотема. Верхнерифейская эротема: 24 – уджинская свита (RF_3*ud*), 25 – хапчанырская свита (RF_3*hp*); среднерифейская эратема: 23 – унгуохтахская свита (RF_2*un*); нижнерифейская эратема: 22 – богдотаасская и улахан-курунгская свиты объединенные (RF_1*bt+uk*); 26 – Уджинский плутонический ийолит-карбонатитовый комплекс; 27 – Молодинский субвулканический долеритовый комплекс; 28 – Вулканические породы основного состава (преимущественно туфы); 29 – Латеритная каолинитовая кора и ее возраст; 30 – Разрывные нарушения, выходящие на картографируемые поверхность: *а* – достоверные, *б* – предполагаемые.

Массив Томтор расположен в центральной части Уджинского свода, на месте пересечения свода и зоны субширотного трансформного разлома, вдоль которого отчетливо фиксируется кулисообразное смещение северной части свода в горизонтальном направлении к западу с амплитудой до 5-7 км. В магнитном поле он выделяется в виде единой четкой концентрически зональной аномалии, грубо совпадающей с контурами гравитационной аномалии, причем к западу граница магнитной аномалии уходит значительно дальше гравитационной. Форма массива по аэромагнитным данным эллипсоидная, вытянутая в широтном направлении. Размеры его 21×16 км, площадь около 250 км^2.

В непосредственной близости от Томторского месторождения известны месторождения бурых углей. Запасы угля марки $Б_3$, подсчитанные в контуре, ограниченном изолинией мощности 2 метра, соответствующие категории $B+C_1$ превышают 20 млн.т. Мощность вскрышных пород при этом составляет 56,3 м.

На юго-восточном склоне Саппыйского выступа, при проведении региональных сейсморазведочных работ, была установлена зона выклинивания верхнедокембрийских – нижнекембрийских отложений, перекрываемая слабопроницаемой толщей пермских терригенных пород. При испытаниях Хастахской и Чарчыкской скважин из разных горизонтов венда и кембрия были получены мощные притоки пластовых вод (до 659 м3/сут.) с растворенным газом. Это свидетельствует о присутствии в верхнедокембрийском-кембрийском разрезе склонов Саппыйского выступа горизонтов с высокими емкостными и фильтрационными свойствами.

На южном направлении от Уджинского поднятия тектонически экранированы протерозойско-нижнепалеозойские отложения Суханской впадины. К сожалению, на данной территории отсутствуют материалы сейсморазведочных работ в достаточном количестве для оконтуривания потенциальных ловушек нефти и газа. Нефтематеринские комплексы Суханского осадочного бассейна представлены битуминозно-карбонатной хатыспытской свитой венда и высокоуглеродистой карбонатно-кремнистой сланцевой куонамской свитой нижнего и среднего кембрия [3].

Определенные перспективы связываются с зонами выклинивания рифейских отложений, выделяемыми по данным сейсморазведочных работ (рис. 1). Здесь могут быть обнаружены залежи углеводородов в литологических ловушках с элементами тектонического экранирования. Северо-восточная потенциальная ловушка замыкается на абсолютной глубине -2100 м, кровля ожидается на глубине -1600 м. Юго-восточная потенциальная ловушка, разделенная на две части Оленекской шовной зоной на две части, замыкается на абсолютной глубине -1100 м. Кровля ловушки ожидается на глубине – 800м. Современные глубины залегания зон выклинивания, особенно на юго-восточной зоне выклинивания, небольшие для главной зоны газообразования. Вместе с тем с учетом денудации, оцениваемой Ф.Ф. Брахфогелем в 1000-1300 м [1] на рассматриваемых территориях, палеоглубины вполне соответствовали генерации углеводородов.

Заключение. Для ускоренного и комплексного освоения минерально-сырьевых ресурсов Арктической зоны Республики Саха (Якутия) необходимо вовлекать местные энергоресурсы. В краткосрочной перспективе основной точкой роста может стать Анабаро-Оленекский промышленный кластер. Здесь имеется возможность ускоренного наращивания сырьевой базы углеводородов – как энергетической основы для реализации крупных проектов. До выявления крупных месторождений нефти и газа целесообразно рассматривать варианты использования каменного угля как основы для энергетики.

Список литературы:

1. Брахфогель Ф.Ф. Геологические аспекты кимберлитового магматизма северо-востока Сибирской платформы. Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1984, 128 с.

2. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:1 000 000. Третье поколение. Серия Анабаро-Вилюйская. Лист R-50 – Саскылах. Объяснительная записка / Минприроды России, Роснедра, ФГБУ «ВСЕГЕИ», Московский филиал ФГБУ «ВСЕГЕИ». СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2022, 387 с.

3. Каширцев В.А., Парфенова Т.М., Моисеев С.А., Черных А.В., Новиков Д.А., и др. Прямые признаки нефтегазоносности и нефтематеринские отложения Суханского осадочного бассейна Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2019, т.60, № 10, с. 1472-1487.

4. Первичная оценка Рудных Запасов Томтора (2021). Пресс-релиз Polymetal International plc. Точка доступа: https://www.polymetalinternational.com/ru/investors-and-media/news/press-releases/19-04-2021/?month=&q=&year=2021&current=2

УДК 550.4:552.578:553.98:543.544
DOI 10.48612/sibprint/z87d-e6re-h6df https://doi.org/10.48612/sibprint/z87d-e6re-h6df

Происхождение углеводородов ряда адамантана C_{10}-C_{13} в кембрийских и докембрийских нефтях[1]

А. А. Алферова, К. И. Мансурова, Г. Н. Гордадзе

Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, Москва

Аннотация. В работе рассматриваются алмазоподобные углеводороды нефти. Показаны распределения их в нефтях, битумоидах и термолизатах строматолитов (карбонатизированных цианобактерий) отложений докембрийского и кембрийского возраста, их происхождение и условия формирования.
Ключевые слова: адамантаны, кембрийские и докембрийские нефти, кероген породы, строматолиты (карбонатизированные цианобактерии), термолиз

The origin of hydrocarbons belonging to the adamantane series (C_{10}–C_{13}) in Cambrian and Precambrian petroleum

A. A. Alferova, K. I. Mansurova, G. N. Gordadze

Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow

Abstract. The research investigates diamond-like hydrocarbons found in petroleum. It demonstrates their distribution in oils, bitumoids, and thermolysates of stromatolites (carbonated cyanobacteria) from Precambrian and Cambrian rocks, as well as their origin and formation conditions.
Keywords: adamantanes, Cambrian and Precambrian oils, rock kerogen, stromatolites (carbonized cyanobacteria), thermolysis

Введение. Алмазоподобные углеводороды (УВ), в частности адамантаны [3,3,1,$1^{3,7}$-трициклодекан], широко применяются в медицине и технике, но их применение сдерживается крайне ограниченной сырьевой базой с целью их получения. Единственным природным источником адамантаноидов являются нефти и газоконденсаты.

Представленная работа посвящена исследованию закономерности распределения УВ ряда адамантана состава C_{10}-C_{13} в докембрийских и кембрийских нефтях (табл. 1) и органическом веществе (ОВ) пород, а также в продуктах термолиза строматолитов (карбонатизированных цианобактерий) для выявления их происхождения. В таблице 2 представлена характеристика исследованных светлых и темных частей нижнекембрийских пород площади Ичединской, подвергшихся хлороформенной экстракции с получением битумоидов (ХБА) в аппарате Сокслета и мягкому термолизу строматолитов [1, 2].

Адамантановые УВ не являются УВ-биомаркерами (как н-алканы, изопренаны, стераны, терпаны и т.д.), т.к. считается, что алмазоподобные УВ фрагменты отсутствуют в исходной биомассе – высокомолекулярных источниках нефти, и они образовались в результате изомеризации трициклических УВ и протоадамантанов (предшественников адамантанов) [3].

Поскольку практически все УВ нефти образовались из высокомолекулярных источников (керогена, асфальтенов, смол и т.д.), ввиду этого предполагается: если адамантановые УВ состава C_{10}-C_{13} образуются в результате термолиза нижнекембрийских строматолитов, то адамантановые структуры также присутствуют в высокомолекулярных источниках кембрийских и докембрийских нефтей [4, 5].

Таблица 1. Характеристика исследованных кембрийских и докембрийских нефтей

№обр.	Месторождение	Скважина	Глубина, м	Возраст пласта (горизонт)
Лено-Тунгусская НГП				
Докембрийские нефти				
1	Куюмбинское	9	2232,0	R
2	-«»-	14	2280,0	R
3	-«»-	217	2297,0-2323,0	R
4	-«»-	6/2	2298,0	R
5	-«»-	206	2417,0-2445,0	R
6	-«»-	208	2434,0-2464,0	R
Кембрийские нефти				
7	Ичединское	2Р	2800,0-3500,0	Cm
8	-«»-	4Р	2800,0-3500,0	Cm
9	-«»-	45	2800,0-3500,0	Cm
Волго-Уральская НГП				
Докембрийская нефть				
10	Верещагинское	60	2801,0-2817,0	V_2
Кембрийская нефть				
11	Сивинское	1	2788,0-2800,0	Cm

Таблица 2. Характеристика нижнекембрийских пород Ичединской площади, скв. 336

Образец №	Глубина, м	Возраст пласта (горизонт)	Цвет породы
1	3039,74	Cm_1	Светлый
2	3039,77	-«»-	Темный
3	3051,58	-«»-	Светлый
4	3051,61	-«»-	Темный

Термолиз нижнекембрийских строматолитов выполняли в стеклянной ампуле при температуре 330°С в течение 6 часов [6, 7]. Анализ УВ ряда адамантана проводили методом хромато-масс-спектрометрии с использование характеристических ионов: m/z 136 – для адамантана, m/z 135 – для 1-метил- и 2-метиладамантанов и 1-этил- и 2-этиладамантанов, m/z 149 – для диметиладамантанов и m/z 163 – для триметиладамантанов.

Как показали наши исследования, на примере кембрийских и докембрийских нефтей, УВ ряда адамантана присутствуют во всех изученных нефтях Лено-Тунгусской НГП и Волго-Уральской НГП (табл. 3), битумоидах и продуктах термолиза строматолитов Ичединского месторождения (табл. 4), несмотря на то, что они образовались преимущественно в карбонатных толщах, не обладающих каталитическими свойствами [8]. Необходимо отметить, что в выше указанных условиях проведения мягкого термолиза пород не происходит даже эпимеризация УВ. Таким образом, на примере продуктов термолиза нижнекембрийских строматолитов, мы показали, что адамантановые фрагменты находятся в высокомолекулярных источниках докембрийских и кембрийских нефтей. Хотя ранее считалось, что адамантановые фрагменты в исходных биологических источниках отсутствуют.

Таблица 3. Распределение адамантанов состава C_{10}-C_{13} в кембрийских и докембрийских нефтях

Углеводород	Образец № (см. табл. 1)										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ад	9,1	17,9	14,1	9,0	14,8	14,2	18,7	19,5	17,4	12,0	17,6
1-МА	6,3	7,5	6,9	9,7	5,6	6,3	3,0	3,2	3,0	8,8	9,1
2-МА	10,5	13,4	14,5	10,0	12,4	14,2	18,2	18,9	18,9	7,9	10,3
1,3-ДМА	10,8	7,5	8,5	10,7	7,6	8,3	8,1	7,6	7,5	9,1	9,1
*цис*1,4-ДМА	12,6	4,0	8,1	12,0	6,8	7,9	7,1	7,0	7,0	8,2	8,5
*транс*1,4-ДМА	8,7	10,0	8,5	8,4	7,6	8,3	5,1	7,6	7,5	10,1	8,5
1,2-ДМА	4,5	3,5	4,0	3,3	3,2	3,6	3,5	3,2	3,0	4,4	3,6
1-ЭА	6,6	7,5	4,4	6,4	4,8	4,3	3,5	3,8	3,5	9,8	7,3
2-ЭА	3,1	5,0	5,6	3,0	7,6	5,5	6,1	5,4	6,0	3,2	3,0
1,3,5-ТМА	8,0	5,0	6,0	7,4	7,6	5,9	6,1	5,4	6,0	6,3	4,8
1,3,6-ТМА	4,2	4,5	6,5	4,0	7,2	6,7	5,6	4,3	5,0	5,4	4,8
*цис*1,3,4-ТМА	4,9	6,0	5,6	5,0	6,8	5,5	6,1	4,9	6,0	6,0	4,8
*транс*1,3,4-ТМА	7,7	4,5	4,0	7,7	4,4	5,9	5,1	4,9	5,5	5,4	3,6
1-Э-3-МА	2,8	4,0	3,2	3,3	3,6	3,2	4,0	4,3	4,0	3,5	4,8
Итого:	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

В таблице 3 представлены распределения адамантанов C_{10}-C_{13} в кембрийских и докембрийских нефтях Лено-Тунгусской и Волго-Уральской провинции. Видно, что относительное распределение адамантана (C_{10}) во всех нефтях довольно высокое – в среднем 14,9%, вместе с тем наблюдаются некоторые различия: так в образцах нефтей Куюмбинского месторождения № 2,3,5,6 (табл. 1) относительное содержание адамантана колеблется в пределах 14,7-17,9 % (в среднем 15,3%). Аналогично высокое содержание адамантана наблюдается в нефти Ичединского месторождения в образцах №7,8,9 – 17,4-19,5 % (в среднем 18,5%), относительно низкая концентрация адамантана в образцах нефти Куюмбинского месторождения № 1,4 – 9,1-9,0%. Высокая концентрация адамантана характеризует нефти Волго-Уральской НГП в образцах №10,11 – 12,0-17,6% (в среднем 14,8%).

В таблице 4 представлены распределения адамантанов состава C_{10}-C_{13} в битумоидах и продуктах термолиза светлой и тёмной частей строматолитов Ичединской площади. Видно, что они отличаются от распределений адамантанов нефти Ичединского месторождения (табл. 3). В исследуемых битумоидах как светлой, так и темной частей пород, отобранных на глубинах 3039,74 м и 3039,77 м, и в продуктах их термолиза наблюдается близкое распределение адамантанов C_{10}-C_{13}. В то время как в образцах с глубин 3051,58 м и 3051,61 м, распределение адамантанов C_{10}-C_{13} разное: в продуктах термолиза как в светлой, так и в темной частях пород относительное содержание адамантанов значительно выше, чем таковые в битумоидах светлой и темной части пород и нефти. В битумоиде светлой части относительное содержание адамантанов 0,7% против 14,4%, в темной части – 1,2% против 20,1%. Термодинамически наиболее устойчивые изомеры 1-метиладамантан и 1,3- диметиладамантан в продуктах термолиза строматолитов значительно ближе к равновесным концентрациям по сравнению с таковыми в битумоидах.

Таблица 4. Распределение адамантанов C_{10}-C_{13} битумоидов и продуктов термолиза строматолитов Ичединской площади

Углеводород	Образец № (см. таблицу 2)							
	1		2		3		4	
	I	II	I	II	I	II	I	II
Ад	2,7	4,3	2,5	2,6	0,7	14,4	1,2	20,1
1-МА	13,6	14,4	11,5	12,8	6,1	23,1	3,5	20,1
2-МА	9,5	10,4	9	9,0	4,1	8,1	3,5	9,5
1,3-ДМА	12,3	11,4	11	11,3	7,4	12,5	5,9	12,1
цис 1,4-ДМА	7,7	7,4	7,5	7,5	8,1	8,1	7,1	7,0
транс 1,4-ДМА	7,7	8,4	8	8,6	8,1	6,3	7,1	6,0
1,2-ДМА	9,5	9,4	9,5	9,8	10,8	5,6	10,6	5,5
1-ЭА	4,1	4,3	4,5	4,9	5,4	2,5	5,9	1,5
2-ЭА	5	3,7	5,5	4,1	8,1	3,1	9,4	3,0
1,3,5-ТМА	4,1	3,0	4	3,4	3,4	3,1	3,5	3,5
1,3,6-ТМА	5,5	5,0	6	5,3	8,1	3,8	7,1	3,5
цис 1,3,4-ТМА	5,9	5,7	7	6,4	10,1	3,8	10,6	3,0
транс 1,3,4-ТМА	6,4	6,7	7,5	7,1	10,1	3,1	11,8	3,0
1-Э-3-МА	5,9	6,0	6,5	7,1	9,5	2,5	12,9	2,0
Итого:	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Примечание: I – битумоид (ХБА), II – термолизат строматолита

Таким образом, образование углеводородов ряда адамантана C_{10}-C_{13} наряду с другими УВ-биомаркерами в результате термолиза строматолита нижнекембрийских отложений свидетельствует о том, что адамантановые структуры также присутствовали в исходной биомассе при формировании нижнекембрийских отложений.

Заключение. В докладе освещены закономерности распределения УВ ряда адамантана C_{10}-C_{13} в докембрийских и кембрийских нефтях Волго-Уральской и Лено-Тунгусской НГП, битумоидах и продуктах термолиза нижнекембрийских строматолитов Ичединского месторождения.

Список литературы:

1. Гордадзе Г.Н. Геохимия углеводородов каркасного строения (обзор) // Нефтехимия. 2008. Т. 48, № 4. С. 243–255.

2. Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Пошибаева А.Р., Постникова О.В., Пошибаев В.В., Антипова О.А., Рудаковская С.Ю., Кошелев В.Н., Мартынов В.Г. Карбонатные коллекторы как нефтематеринские толщи // Журнал СФУ. Химия. 2018. №4.

3. Каширцев В.А., Нестеров И.И., Меленевский В.Н., Фурсенко Е.А., Казаков М.О., Лавренов А.В. Биомаркеры и адамантаны в нефтях из сеноманских отложений севера Западной Сибири // Геология и геофизика. 2013. Т. 54, № 8. С. 1227–1235.

4. Гордадзе Г.Н. Процессы происхождения нефти (фундаментальные и прикладные аспекты). М.: Изд. центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2024. 363 с.

5. Гордадзе Г.Н. Углеводороды в нефтяной геохимии. Теория и практика. М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина, 2015. 559 с.

6. Петров Ал. А. Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984. 260 с.

7. Гордадзе Г. Н. Термолиз органического вещества в нефтегазопоисковой геохимии. М.: ИГиРГИ, 2002. 336 с.

8. Гируц М.В., Гордадзе Г.Н. Химия и геохимия углеводородов алмазоподобного строения. М.: Недра, 2017. 220 с.

УДК 550.837
DOI 10.48612/sibprint/74f5-apx9-pg2d https://doi.org/10.48612/sibprint/74f5-apx9-pg2d

Оценка длительности выключения малого тока в петле, используемой в качестве источника первичного магнитного поля в импульсной индуктивной электроразведке[1]

Е. Ю. Антонов, Н. О. Кожевников

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

Аннотация. В статье обсуждаются проблемы, связанные с оценкой длительности выключения малого тока в генераторной петле при малоглубинных зондированиях методом становлением поля. Средствами математического моделирования изучены особенности ЭДС, индуцируемой в приемной петле во время выключения малого тока. Показано, что правильное измерение длительности выключения малого тока достигается за счет специального расположения приемной петли по отношению к месту подключения коммутатора тока к генераторной петле.
Ключевые слова: Метод переходных процессов, горизонтальная петля, выключение тока, ранние времена, длинная электрическая линия

Estimating the turn-off duration of low current in the transmitter loop used as a primary magnetic field source in the pulse induction prospecting method[1]

E. Yu. Antonov, N. O. Kozhevnikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. The article discusses the problems associated with estimating the duration of switching off a small current in a generator loop during shallow transient electromagnetic sounding. Using mathematical modeling, we studied the characteristic features of the EMF induced in a receiving loop during the low current turn-off. We show that accurate measurement of the low current turn-off duration is achieved by properly positioning the receiving loop relative to the connection point of the transmitter to the transmitter loop.
Keywords: Transient electromagnetic method, horizontal loop, current turn-off, early times, transmission line

Введение. В статье рассматриваются вопросы повышения качества малоглубинных измерений методом зондирований становлением поля. Метод востребован в промысловой геофизике для изучения ВЧР в областях распространения ММП, уточнения моделей для сейсморазведки, поисков подземных вод для водоснабжения промыслов и др. В импульсной индуктивной электроразведке для возбуждения первичного магнитного поля и измерения вторичной ЭДС применяются незаземлённые генераторная (ГП) и приемная (ПП) горизонтальные петли. В процессе измерения переходная характеристика земли сворачивается с переходными характеристиками ГП и ПП. Поэтому при решении прямых и обратных задач импульсной индуктивной электроразведки необходимо учитывать форму и время выключения тока в ГП, а также длительность собственного переходного процесса в ПП [1]. В малоглубинных исследованиях изучение переходных характеристик (ПХ) проводят на ранних временах, что влечёт за собой необходимость работать при малых токах в генераторной петле. При работе на малых токах генераторная петля в совокупности с подстилающей ее средой является системой с распределёнными параметрами [1]. Ток в разных участках провода выключается не синхронно: чем дальше от места подключения коммутатора тока удалён участок провода, тем с большим запаздыванием выключается в нем ток [2]. Как правило, при первичной обработке переходных процессов длительность выключения тока оценивается по максимуму ПХ. Этот способ эффек-

[1] © Е. Ю. Антонов, Н. О. Кожевников, 2026
Работа выполнена при поддержке программы фундаментальных научных исследований FWZZ-2026-0049

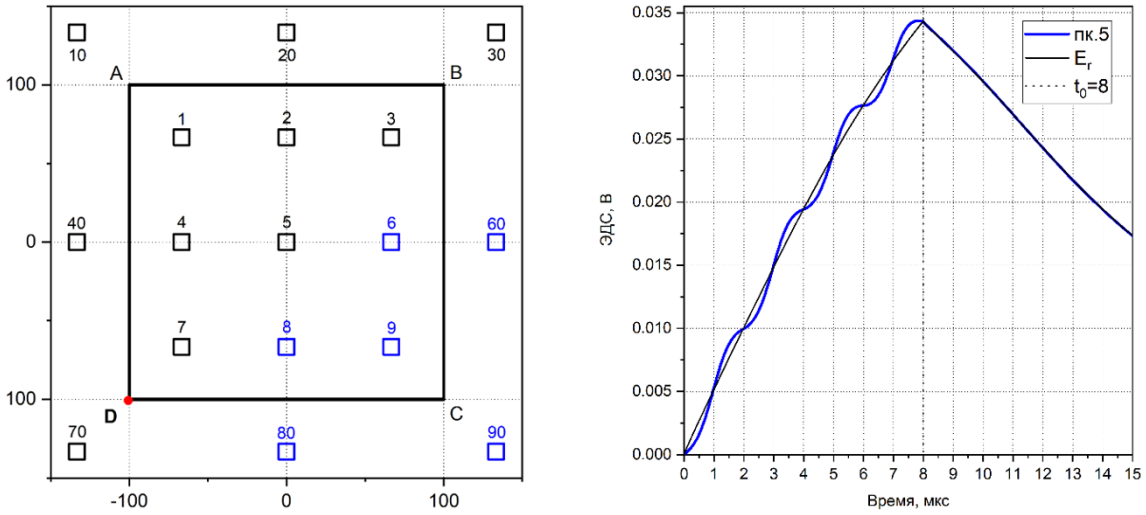
тивен при работе с большими токами, когда генераторная петля проявляет себя как система с сосредоточенными параметрами, а само выключение происходит по линейному закону [3, 4]. Однако такой подход не применим при выключении малого тока. Поэтому важно выяснить, как следует поступать при оценке длительности выключения малого тока. С этой целью авторами выполнено математическое моделирование (с учетом эффектов запаздывания) ЭДС, индицируемой в приемной петле при выключении малого тока.

Численный эксперимент. Для решения поставленной задачи использовались программы TEM-IP для моделирования и инверсии данных МПП с учетом линейного спада тока [5] и QqDistrTrans для расчёта ПХ в средах с учётом запаздывания тока при выключении [6, 7].

Эксперименты на льду озера Байкал [7] показали, как запаздывание при выключении малого тока влияет на индукционных переходных характеристиках на временах, когда ток уже выключен. Измерения выполнялись в месте, где глубина озера превышает 1 км. В результате инверсии данных получена геоэлектрическая модель (табл. 1), которая была использована при расчетах, результаты которых представлены настоящей статье. результатов.

Таблица 1. Модель «Байкал», результат инверсии данных для соосной установки с квадратными петлями: ГП-200 м, ПП-10 м, время выключения тока t_0 = 8 мкс

№ слоя	ρ, Ом·м	h, м
1	1500.	0.5
2	170.	50.
3	150.	Ґ



а) **б)**

Рисунок 1. а – схема измерений для смещённых и выносных ПП, коммутатор тока расположен в вершине D; б – кривые ЭДС для соосной установки

Условные обозначения: пк.5 – выключение с задержкой, Er – линейное выключение тока, t_0 = 8 мкс – время выключения тока.

Отклик на выключение тока с запаздыванием можно аппроксимировать откликами последовательно выключающихся элементарных электрических источников, размещённых по контуру ГП. Тогда ПП последовательно регистрирует воздействие от приближающихся (от вершин к серединам сторон ГП) и удаляющихся (к вершинам ГП) точечных источников тока. Таким образом, для соосной установки получаем четыре ундуляции для прямой волны выключения тока (от коммутатора D к противоположной вершине B), и столько же для обратной (отражённой) волны от B к D.

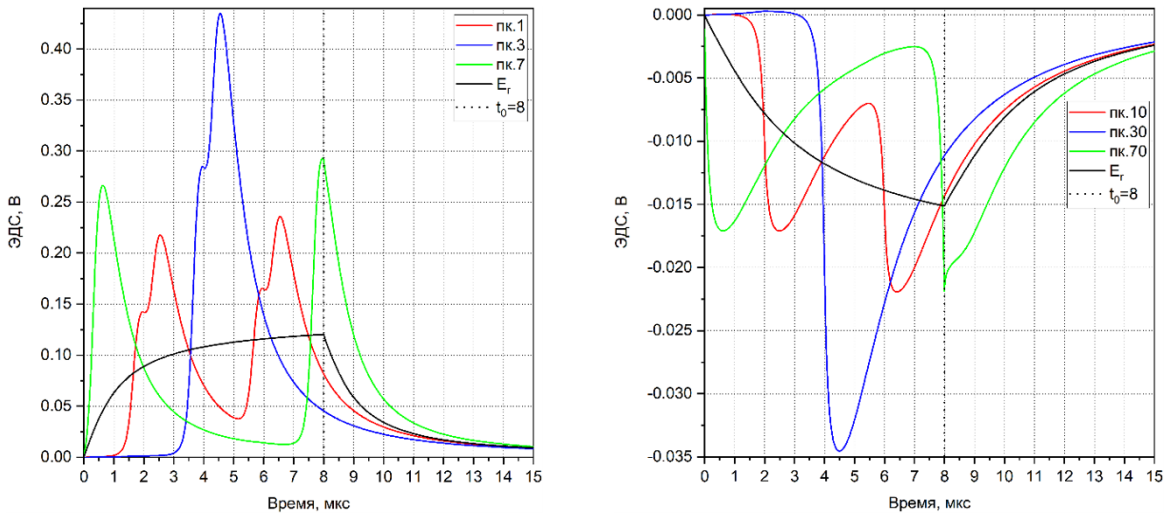


Рисунок 2. а – кривые ЭДС для смещённых ПП с разносом 94.3 м;
б – кривые ЭДС для выносных ПП с разносом 188.6 м

Условные обозначения: пк.1, 3, 7, 10, 30, 70 – выключение с запаздыванием, Er – линейное выключение тока, t_0 = 8 мкс – длительность выключения тока.

На рис. 2 представлены кривые ЭДС для смещённых (рис. 2а) и выносных (рис. 2б) положений ПП. Кривые для выключения с запаздыванием обозначены в соответствии с номером пикета, а кривые для выключения с линейным спадом имеют шифр – E_r. Из рисунков видно, что, когда ГП проявляет себя как система с сосредоточенными параметрами, на ПХ влияет только разнос, в то время как на ПХ для распределённого источника – геометрия ГП и положение ПП по отношению к месту подключения к генераторной петле коммутатора тока.

Из рис. 2 видно, что ПХ для смещённых и выносных приёмников отличаются знаком и амплитудой. Графики переходных характеристик, измеренных для смещённых и выносных ПП, похожи. Это обусловлено положением приёмных петель относительно места коммутации тока в цепи – D.

Пк.1 и пк.10 расположены на равном удалении от вершин D и B, и два экстремума соответствуют прохождению прямой и отражённой волн вблизи вершины A, вблизи которой расположены пикеты 1 и 10.

ЭДС на пикетах пк.3 и пк.30 характеризуются одиночным экстремумом, поскольку эти пикеты расположены вблизи вершины B, куда приходит прямая и откуда выходит отражённая волны тока. Экстремумы наблюдаются на времени, соответствующем середине длительности выключения тока.

При определении момента полного выключения тока в ГП оптимальным является расположение центра приемной петли на пк.7 или пк.70. Как показали расчеты, чем ближе ПП к точке подключения коммутатора тока в ГП, тем ближе время, на котором наблюдается второй экстремум к времени полного выключения тока в генераторной петле.

Включение ЭДС, измеренной рядом с местом, где производится коммутация тока добавляет информацию, которая позволяет повысить качество интерпретации данных импульсных индукционных зондирований, поскольку обеспечивает возможность подбора с самых ранних времён измерений.

Заключение. Программа QqDistrTrans [5] для расчётов ЭДС с учётом несинхронного выключения тока в генераторной петле позволяет выполнять математическое моделирование переходных характеристик во время выключения тока. Расчёты показали сложную зависимость ЭДС от геометрии генераторной петли, положения точки измерения, и места коммутации тока. Для более точного (по сравнению с соосным положением ПП) определения времени выключения тока в ГП следует выполнять измерения ПП, расположенной рядом с коммутатором тока.

Список литературы:

1. Кожевников Н.О. Выключение тока в горизонтальной незаземлённой петле: теория и эксперимент // Геология и геофизика, 2016, т. 57, № 3, с. 631-641.

2. Баскаков С.И. Радиотехнические цепи с распределенными параметрами. М., Высшая школа, 1980, 152 с.

3. Nikolai Kozhevnikov, Maxim Sharlov, Timur Pestyurin, Evgeny Antonov, 2023, Testing transient electromagnetics systems on the ice cover of Lake Baikal // Journal of Applied Geophysics 212 (2023) 104985, 11 pp.

4. Nikolai O. Kozhevnikov1, Maxim V. Sharlov and Sergei M. Stefanenko, 2020, Turning off low and high currents in a transmitter loop used in the transient electromagnetic method. Geophysical Prospecting, 68, 1676 – 1688.

5. Антонов Е.Ю., Кожевников Н.О., Корсаков М.А., Эпов М.И. Программа для ЭВМ «TEM-IP v2» // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ № 2022668984, 14.10.2022. Заявка № 2022668128/69 от 07.10.2022.

6. Антонов Е.Ю., Кожевников Н.О. Программа для «ЭВМ QqDistrTrans» // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2025685091, 19.09.2025. Заявка № 2025684109 от 26.08.2025.

7. Антонов Е.Ю., Кожевников Н.О. Моделирование индукционных переходных характеристик с учётом задержки выключения тока в генераторной петле // Интерэкспо Гео-Сибирь.2025. Т. 2. №4. С. 68-85.

УДК 551.244.2(571.1)
DOI 10.48612/sibprint/dtut-fa5z-3tn8 https://doi.org/10.48612/sibprint/dtut-fa5z-3tn8

Западно-Сибирский осадочный бассейн. Погружение коры в результате уплотнения пород за счет проградного метаморфизма[1]

Е. В. Артюшков

Институт физики Земли имени О. Ю. Шмидта РАН, Москва

Аннотация. Образование Западно-Сибирского осадочного бассейна обычно связывают с рифтогенезом. После растяжения коры вблизи границы перми и триаса пострифтовое погружение замедлялось бы во времени. Но на ряде этапов погружение коры сильно ускорялось и замедлялось, что исключает предшествовавший рифтогенез. На изостатически уравновешенной коре мощная толща осадков могла отложиться без растяжения только в результате уплотнения пород в нижней части коры за счет проградного метаморфизма.
Ключевые слова: Западно-Сибирский бассейн, погружение коры, рифтогенез, проградный метаморфизм, уплотнение пород

West Siberian sedimentary basin: crustal subsidence due to rock contraction by prograde metamorphism

E. V. Artyushkov

Schmidt Institute of Physics of the Earth RAS, Moscow

Abstract. The formation of the West Siberian sedimentary basin is commonly attributed to rifting. Following lithospheric stretching near the Permian-Triassic boundary, post-rift subsidence would be expected to decelerate over time. However, at several stages, crustal subsidence strongly accelerated and decelerated, which rules out preceding rifting. On an isostatically compensated crust, a thick sedimentary sequence could have been deposited without stretching only as a result of rock contraction in the lower crust due to prograde metamorphism.
Keywords: West Siberian basin, crustal subsidence, rifting, prograde metamorphism, rock contraction.

Введение. Значительная часть площади континентов покрыта глубокими осадочными бассейнами. В 1971 г. для объяснения погружения земной коры в Байкальском рифте в работе [1] было предложено сильное растяжение земной коры. Этот механизм быстро приобрел популярность, и в настоящее время большинство исследователей считают рифтогенез главной причиной образования крупных осадочных бассейнов ([2] и многие другие).

Растяжение литосферного слоя должно приводить к расколу верхней части коры сбросами на блоки, наклоненные на ≥10° (rotated blocks) [3]. Такие структуры выделяются, например, в осадочном чехле грабенов Центральный и Викинг в Северном море (см., например, рис. 1.23 в [4]), но на преобладающей части площади современных осадочных бассейнов сильно наклоненные блоки встречаются очень редко [4]. Большие деформации, характерные для растяжения, не наблюдаются и в отложениях древних бассейнов, выведенных на поверхность после сильного сжатия коры в складчатых поясах (см., например, рис. 2.23 в [4] и работу [5]). Таким образом, фактические данные свидетельствуют о том, что сильное растяжение литосферного слоя представляет собой крайне редкое явление.

В 1978 г в работе [6] для описания развития во времени погружения земной коры после растяжения была предложена модель чистого сдвига (pure shear). В этой модели в начальный момент времени весь литосферный слой испытывает растяжение, однородное по глубине. Утонение растянутой коры сопровождается ее синрифтовым погружением с образованием глубо-

[1] © Е. В. Артюшков, 2026
Исследования выполнены в рамках госзаданий Минобрнауки России для ИФЗ РАН на 2025–2027 гг., № гос. задания FMWU-2025-0031 (рег. № 125032404354-3)

ководного бассейна. В дальнейшем, кора и мантия в растянутой области постепенно охлаждаются. Термоупругое сжатие пород приводит к пострифтовому погружению коры, постепенно замедляющемуся во времени.

В работе [6] не было приведено ни одного примера, который мог бы подтвердить применимость модели к какому-либо конкретному бассейну. Тем не менее, модель чистого сдвига была быстро принята нефтяными компаниями, и в настоящее время она является одной из главных моделей в геодинамике. С помощью этой модели определяются, в частности, время созревания углеводородов и пути их дальнейшей миграции.

Отсутствие сильного растяжения коры в Западно-Сибирском осадочном бассейне. Растяжением литосферы объясняется образование и крупнейшего в мире Западно-Сибирского осадочного бассейна ([7] и др.). Предполагается, что литосферный слой был растянут в нем в полтора раза и более около 250 млн лет назад вблизи рубежа перми и триаса. Но, как отмечалось еще в [4], в Западно-Сибирском бассейне растяжение коры в пермо-триасовых грабенах-рифтах невелико, и оно не могло обеспечить наблюдаемое погружение коры в огромном бассейне.

Западно-Сибирский бассейн хорошо изучен. Это позволяет проверить, было ли причиной его образования растяжение литосферного слоя на рубеже перми и триаса. Сильное растяжение литосферы должно было сопровождаться образованием в Западной Сибири глубоководного бассейна. В триасе земная кора в этой области еще располагалась, однако, выше уровня моря. Можно, в принципе, допустить, что рифтогенез имел место раньше, в раннем или среднем палеозое. Но на севере Западной Сибири, судя по данным сейсмического профилирования, мощная толща палеозойских отложений явно относится к платформенному типу [8]. Это исключает сильное растяжение коры в бассейне в палеозойское время.

Сторонники растяжения литосферы, как причины образования глубоких осадочных бассейнов, особое внимание обычно уделяют истории развития пострифтового погружения коры, развивавшегося после предполагаемого рифтогенеза. Согласно модели чистого сдвига [6], после сильного растяжения в Западно-Сибирском бассейне на рубеже перми и триаса, к концу средней юры погружение коры должно было замедлиться в несколько раз. Анализ данных сверхглубокого бурения показал, однако, что к этому времени погружение коры в несколько раз ускорилось (см. рис. 2 в [9]). Это исключает значительный вклад растяжения литосферы в образование бассейна.

Резкое различие между пострифтовым погружением коры, рассчитанным для Западной Сибири в модели чистого сдвига [2], и погружением, наблюдаемым в действительности, хорошо видно на протяженных сейсмогеологических разрезах [10 и др.]. К началу мела, замедляющееся во времени пострифтовое погружение должно было бы уже практически прекратиться. Но в конце юры, в волжском веке, погружение коры резко ускорилось [11], что привело к образованию относительно глубоководной впадины Баженовского моря.

В дальнейшем, в меловое время, скорость погружения коры неоднократно испытывала сильные ускорения и замедления. Это несовместимо с предположением о значительной роли растяжения в образовании Западно-Сибирского бассейна. Более того, анализ деформаций на подошве среднего триаса показал, что растяжение на этой границе не превышало одного процента (см. рис. 2, 4 и 5 в [12]).

Погружение, как следствие метаморфизма с уплотнением пород в земной коре. Приведенные данные исключают значительный вклад растяжения литосферы в образование Западно-Сибирского бассейна. Накопление в нем с начала мезозоя до 7-8 км осадков на земной коре с неизменной плотностью привело бы к появлению над бассейном отрицательных изостатических аномалий силы тяжести в несколько сотен миллигал. В действительности кора бассейна близка к изостатическому равновесию. Это указывает на то, что в ее нижней части залегает мощный слой пород с высокой плотностью, образовавшийся за время развития погружения в результате проградного метаморфизма [12]. При этом конкретный вид метаморфической реакции существенным не является.

В глубоко метаморфизованных породах основного состава скорости продольных волн близки к скоростям в мантийных перидотитах. По сейсмическим данным, такие породы относят к мантии. Поэтому под глубоким осадочным бассейном Западной Сибири консолидированная кора, по сравнению с прилегающими областями, выглядит сильно утоненной.

В сухих породах метаморфизм не проявляется, или же он происходит с крайне низкой скоростью. В мезозое и кайнозое погружение земной коры в Западно-Сибирском бассейне развивалось в течение 220 млн лет. Это указывает на то, что все это время в коре бассейна присутствовали флюиды, катализировавшие в ней развитие метаморфизма с уплотнением пород. Судя по большим временным вариациям скорости погружения коры, содержание в коре флюидов сильно изменялось во времени. Истощенная мантийная часть литосферного слоя уже не могла обеспечить переменный приток флюидов в земную кору. Флюиды должны были поступать из глубоких частей мантии, а, возможно, из внешнего ядра Земли.

Данные о развитии погружения в Западно-Сибирском бассейне не позволяют определить состав флюидов, катализировавших в коре проградные метаморфические реакции со значительным уплотнением пород. Большие изменения скорости погружения в бассейне указывают, однако, на то, что флюиды относились к широкому классу поверхностно активных веществ (surfactants). Смачивая зерна пород, в виде тончайших пленок по их граням, флюиды проходили через мантийную часть литосферного слоя мощностью ~100 км и достигали земной коры за несколько десятков миллионов лет.

Заключение. Главной причиной крупных погружений земной коры на континентах и их окраинах считается рифтогенез – сильное растяжение литосферного слоя вместе с земной корой в его верхней части [2, 7 и многие другие]. Характерной особенностью пострифтового погружения коры является его замедление, в несколько раз за каждые ~70 млн лет [6]. За такое время, прошедшее после предполагаемого растяжения на рубеже перми и триаса, в Западно-Сибирском осадочном бассейне погружение в несколько раз ускорилось. Это исключает значительный вклад растяжения литосферы в образование бассейна [10, 12].

В мезозое и кайнозое на земной коре Западно-Сибирском осадочного бассейна образовались до 7-8 км осадков. Такое погружение коры, не сопровождавшееся ее растяжением и сильным нарушением изостатического равновесия, могло произойти только в результате сильного уплотнения пород в земной коре за счет проградного метаморфизма.

Отсутствие значительного растяжения земной коры характерно и для фанерозойского осадочного бассейна Руб эль-Хали, расположенного на юге Аравийской литосферной плиты [13]. Для формирования этого бассейна с 10 км осадков также было необходимо значительное уплотнение пород в нижней части коры за счет проградного метаморфизма.

Западно-Сибирский бассейн и бассейн Руб эль-Хали расположены далеко друг от друга. Погружение коры развивалось в них по-разному. Формирование этих двух бассейнов за счет одного и того же механизма, с большой вероятностью, указывает на то, что и ряд других осадочных бассейнов мог образоваться в результате уплотнения пород в нижней коре вследствие проградного метаморфизма.

В указанных бассейнах погружение коры продолжалось сотни миллионов лет. Развитие в коре проградного метаморфизма в течение столь долгого времени требовало поступления в кору флюидов из мантии. В Западно-Сибирском бассейне погружение охватило огромную область площадью 3.5 млн км^2. Это указывает на то, что флюиды поступали с большой глубины, возможно, из внешнего ядра Земли. Судя по большим вариациям скорости погружения коры во времени и на площади, приток в нее глубинных флюидов также был сильно неоднородным.

Список литературы:

1. Artemjev M.E., Artyushkov E.V. Structure and isostasy of the Baikal rift and the mechanism of rifting // J. Geophys. Res., 1971, v. 76, p. 1197–1211.

2. Allen, P.A., Allen, J.R. 2005. Basin analysis. Oxford, Blackwell, 549 p.

3. Le Pichon X., Sibuet J.C. Passive margins. A model of formation // J. Geophys. Res. 1981, v. 86, no 35, p. 3708-3720.

4. Артюшков Е.В. Физическая тектоника, М. Наука, 1993, 457 с.

5. Artyushkov E.V., Baer M.A. Mechanism of continental crust subsidence in fold belts: the Urals, Appalachians and Scandinavian Caledonides // Tectonophysics. 1983, v. 100, p. 5-42.

6. McKenzie D. Some remarks on the development of sedimentary basins // Earth Planet. Sci. Lett., 1978, v. 40, p. 25–32.

7. Добрецов Н.Л., Полянский О.П., Ревердатто В.В., Бабичев А.В. Динамика нефтегазоносных бассейнов в Арктике и сопредельных территориях как отражение мантийных плюмов и рифтогенеза // Геология и геофизика 2013, т. 54, № 8, с. 1145-1161

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

9. Артюшков Е.В., Чехович П.А. Западно-Сибирский осадочный бассейн. Отсутствие сильного растяжения земной коры по данным сверхглубокого бурения // Доклады Российской Академии наук. Науки о Земле, 2023, т. 512, № 2, с. 258–273.

10. Конторович В.А., Аюнова Д.В., Гусева С.М., Калинина Л.М., Калинин А.Ю., Канаков М.С., Соловьев М.В., Сурикова Е.С., Торопова Т.Н. Сейсмогеологическая характеристика осадочных комплексов и нефтегазоносность Ямальской, Гыданской и Южно-Карской нефтегазоносных областей (Арктические регионы Западной Сибири, шельф Карского моря) // Геофизические технологии, 2018, № 4, с. 10–26.

11. Артюшков Е.В., Чехович П.А. Западно-Сибирский осадочный бассейн. Сильно неоднородное погружение земной коры – результат метаморфизма, катализированного притоком мантийных флюидов // Доклады Российской Академии наук. Науки о Земле, 2025, т. 520. № 2. с. 299–311.

12. Артюшков Е.В., Чехович П.А. Западно-Сибирский осадочный бассейн. Погружение коры вследствие уплотнения пород в ее нижней части в результате проградного метаморфизма // Доклады Российской Академии наук. Науки о Земле, 2024, т. 515, № 2, с. 258–273.

13. Artyushkov E.V., Chekhovich P.A. Rub' al-Khali basin on the Arabian plate. Crustal subsidence caused by metamorphism and rock contraction in the lower crust // Doklady Earth Sciences, 2026, v. 527, № 4, p. 38-48.

УДК 550.8(553.98)
DOI 10.48612/sibprint/13v9-h5z8-3nt8 https://doi.org/10.48612/sibprint/13v9-h5z8-3nt8

Уточнение геологических моделей нефтяных залежей доюрского комплекса восточной части Красноленинского свода по комплексу данных[1]

С. Р. Бембель, Е. А. Кондаков

Тюменский индустриальный университет

Аннотация. В статье приводятся сведения об использовании данных атрибутного анализа материалов 3D сейсморазведки и ГИС при геометризации участков трещиноватости, прогноза продуктивности нефтяных залежей доюрского комплекса в восточной части Красноленинского свода Западной Сибири. Выполненные исследования по комплексированию данных сейсморазведки, ГИС, опробования и керновых исследований использованы при уточнении структурного каркаса 3D геологических цифровых моделей, при оценке геологических запасов и обосновании интервалов опробования в эксплуатационных скважинах.
Ключевые слова: геологическая модель, залежи нефти и газа, триас, палеозой, сейсмические атрибуты, трещиноватость

Refinement of geological models of oil deposits of the pre-Jurassic unit of the eastern part of the Krasnoleninsky arch based on a set of data

S. R. Bembel, E. A, Kondakov

Industrial University of Tyumen

Abstract. The article presents information on the use of attribute analysis data from 3D seismic exploration and well logging in the geometry characterization of fractured areas and the prediction of the productivity of oil deposits of the pre-Jurassic unit in the eastern part of the Krasnoleninsky arch of Western Siberia. The completed studies on the integration of seismic exploration data, well logging, sampling and core studies were used to refine the structural framework of 3D geological digital models, to assess geological reserves and to justify sampling intervals in production wells.
Keywords: geological model, oil and gas deposits, Triassic, Paleozoic, seismic attributes, fracturing

Введение. Постепенное и закономерное истощение запасов нефти и газа на территории Западной Сибири высоко- и среднепродуктивных залежей нижнемелового интервала геологического разреза, в первую очередь, обусловлено как относительно крупными их размерами и строением, простотой их разведки геофизическими методами, так и доступностью вскрытия на глубинах от 1 до 2 км, а также эффективностью применяемых методов их освоения и разработки. Следом по выработке геологических запасов углеводородов (УВ) идут залежи юрского возраста – от верхне- до средне- и нижнеюрских отложений, зачастую представленные категорией трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ).

Наименьшей изученностью бурением и отбором керна обладает геологический интервал доюрских образований, в котором открыто немногим более 100 залежей УВ, часть из которых находится в освоении и разработке. Доюрский комплекс (ДЮК) Западной Сибири часто называют «стратегическим резервом нефтегазовой отрасли», поэтому его геологоразведка и изучение для поиска новых залежей и открытия продуктивных участков и актуальны. Надежность нефтегазового потенциала России связана с необходимостью открытия новых залежей, месторождений, этажей нефтегазоносности, включая территории уже известных и разрабатываемых месторождений Западной Сибири.

Доюрский нефтегазоносный комплекс включает образования пермско-триасового эффузивно-осадочного комплекса, палеозойского фундамента и коры выветривания. Нефтегазоносность его связана с зоной контакта юрских и доюрских образований, с эффузивными породами

[1] © С. Р. Бембель, Е. А. Кондаков, 2026

пермо-триаса и палеозоя. Открытые залежи УВ приурочены к трещиноватым и кавернозным гранитам, эффузивам, метаморфическим сланцам палеозоя, а также корам выветривания, и принципиально отличаются от традиционных пластовых залежей осадочного чехла.

Объектом исследования в работе являются способы получения дополнительной геолого-геофизической информации о строении верхней части доюрского комплекса с целью повышения достоверности геологических моделей нефтяных залежей. В рамках работы рассмотрены известные к настоящему времени особенности строения, существующие методы исследований и перспективы освоения залежей ДЮК на территории восточной части Красноленинского свода Западной Сибири, где открыто уникальное Рогожниковское нефтяное месторождение с крупной залежью нефти в кислых эффузивах триасовых отложений, разрабатываемой уже более 20 лет [1].

Методы исследований. При изучении особенностей строения интервала верхней части ДЮК привлечены данные атрибутного анализа 3D сейсморазведки [2], использованные для обоснования границ залежей, данные ГИС и петрофизические обоснования выделения коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств [3] – для подсчета запасов УВ. В качестве примера, иллюстрирующего строение Рогожниковского месторождения, приведен фрагмент временного сейсмического разреза, на котором выделены основные черты волновой картины, характерные для образований ДЮК, представленного метаморфическими породами палеозоя и вулканогенно-осадочной толщей триаса (рис. 1).

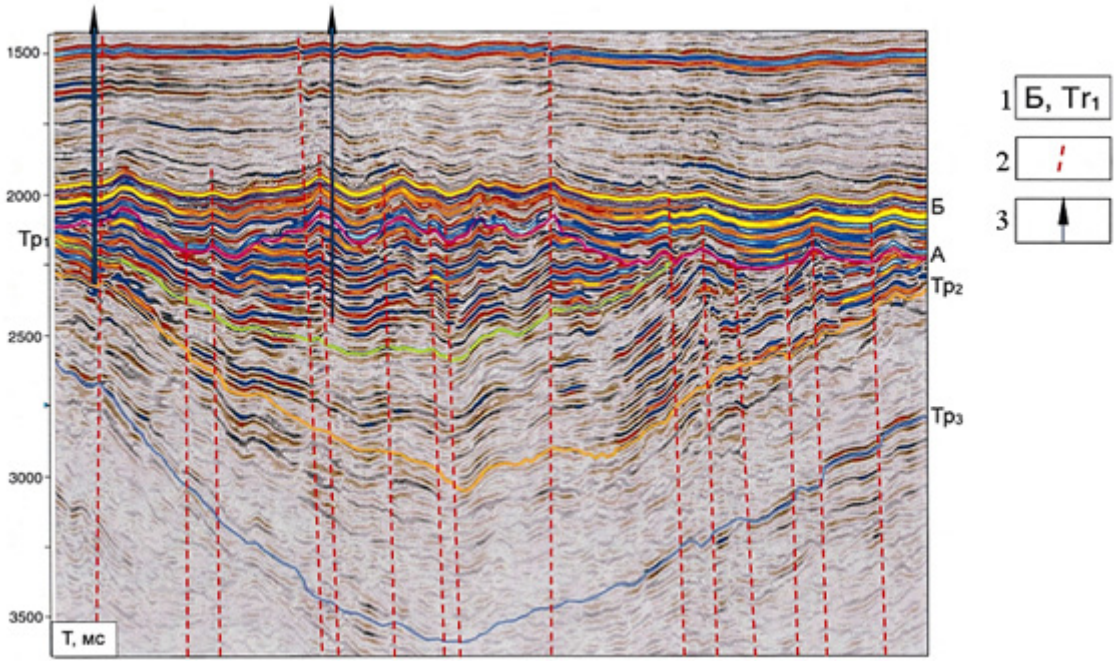


Рисунок 1. Фрагмент меридионального временного сейсмического разреза с характерной волновой картиной: для образований палеозоя и триаса ниже ОГ А

Условные обозначения: 1 – индексы отражающих горизонтов; 2 – разрывные нарушения; 3 – местоположение скважин.

Пространственная геометрия отражающих границ в толще триасовых образований была учтена при построении структурной сетки при создании 3D геологической модели, используемой в дальнейшем при подсчете запасов и проектировании сетки эксплуатационных скважин. На приведенном временном разрезе видна расчлененная поверхность кровли ДЮК, а также множество разрывных нарушений (см. рис. 1). По результатам описания и исследования. керна в скважинах с его отбором отмечено изобилие микро-, макротрещинного и кавернозного пустотного пространства. Подтверждено, что именно трещиноватость горных пород часто является основным фактором получения высоких дебитов при опробовании интервалов ДЮК.

В ближайшей окрестности месторождения открыты и разрабатываются залежи нефти в палеозойских образованиях, представленных метаморфизованными породами – амфиболитовыми, слюдистыми и хлоритовыми сланцами, карбонатами и серпентинитами [2, 3]. Палеозойский фундамент осложнен зонами тектонического дробления и глубинными разломами. Поэтому для прогноза участков и интервалов повышенной трещиноватости горных пород были привлечены результаты специальной обработки данных 3D сейсморазведки, в качестве основных использованы атрибуты, отражающие когерентность сейсмической записи и динамические характеристики.

Эффективность комплекса таких работ подтверждена нами на нескольких площадях и месторождениях [2-4]. В качестве примера получения и использования необходимой информации о прогнозных интервалах продуктивности объекта PZ приведен глубинный разрез атрибута когерентности на участке пробуренной скважины №1 (рис. 2).

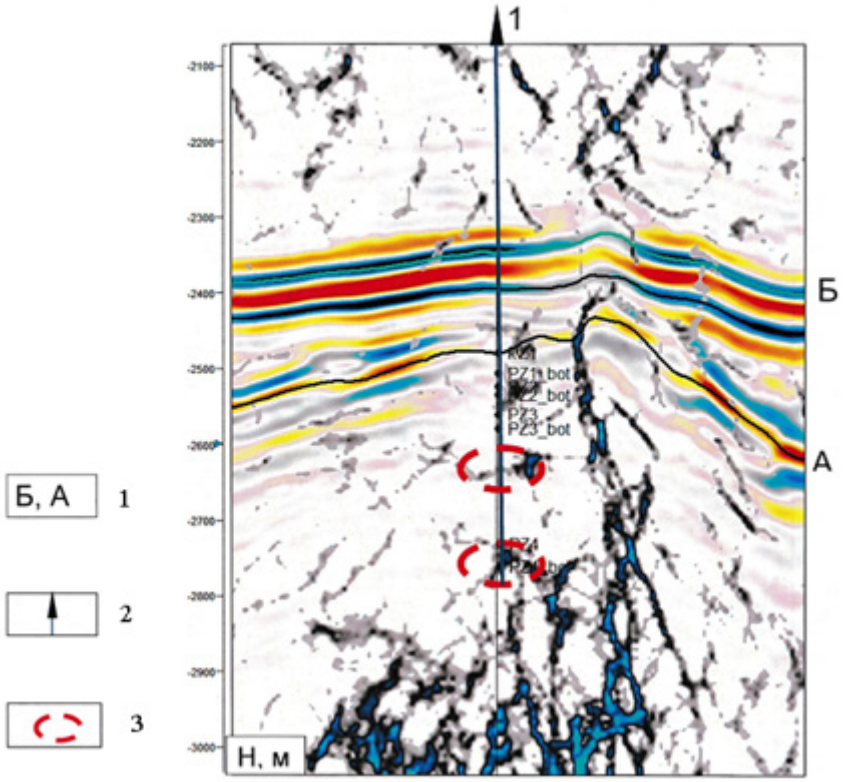


Рисунок 2. Фрагмент глубинного разреза атрибута когерентности в интервале верхней части доюрского комплекса – объект PZ

Условные обозначения: 1 – индекс отражающего горизонта; 2 – положение разведочной скважины; 3 – интервал притока

Прослеженные на материалах 3D сейсморазведки аномалии позволили установить взаимосвязь прогнозных участков трещиноватости палеозойских образований с интервалом получения высокого дебита в скважине №1 (см. рис. 2). В результате установлены и выделены потенциальные каналы вертикальной газо- и флюидомиграции при заполнении ловушек верхней части ДЮК [3]. Полученные данные позволили выполнить обоснование рекомендаций по местоположению и интервалам опробования эксплуатационных скважин, проектируемых на разработку объекта PZ.

Заключение Выполненные исследования по комплексированию данных сейсморазведки, ГИС, опробования и керновых исследований использованы при уточнении структурного каркаса 3D геологических цифровых моделей, оценке геологических запасов и обосновании интервалов опробования и дострела в разведочных и эксплуатационных скважинах. Результаты построений позволили повысить достоверность геологической основы при проектиро-

вании освоения и разработки нефтяных залежей в интервале верхней части палеозойских образований и отложениях триаса.

Одной их важных задач современной сейсморазведки является задача картирования субвертикальных флюидопроводящих каналов, за счет которых образуются залежи и месторождения УВ, а также участков и зон повышенной продуктивности, связанных с трещиноватостью горных пород и улучшенными ФЕС. В перспективе возможно расширение поиска и разведки малоразмерных залежей, повышение эффективности освоения месторождений, оптимизация разработки месторождений.

Список литературы:

1. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа – Югры / АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования имени В.И. Шпильмана». – Екатеринбург: «ИздатНаукаСервис», 2013, т. 1, 236 с.

2. Бембель С.Р. Сейсмогеологические критерии геометризации продуктивных участков доюрского комплекса на примере северо-восточной части Красноленинского свода Западной Сибири // Нефтяное хозяйство, 2019, № 7, с. 68-72.

3. Бембель С.Р., Ефимов В.А. Петрофизическая интерпретация геофизических исследований скважин и геологическая модель объекта, сложенного метаморфическими породами // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2015. Сборник статей / Сост. Б.Н. Еникеев. Москва: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2015, с. 96-116.

4. Бембель С.Р., Бембель Р.М., Карпов Д.О. Перспективы открытия и вовлечения в разработку продуктивных интервалов доюрского комплекса Западной Сибири // Известия вузов. Нефть и газ, 2024, № 5, с. 11-22.

УДК [553.98+550.832+550.834.05]:551.762.2(571.511)
DOI 10.48612/sibprint/9m7h-ngaz-3gbu https://doi.org/10.48612/sibprint/9m7h-ngaz-3gbu

Характеристика продуктивных горизонтов $ЮЕ_2$-$ЮЕ_4$ малышевской свиты средней юры западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба[1]

Е. В. Борисов, Н. И. Шестакова

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

Аннотация. Приведены данные по геологическому строению и распространению продуктивных горизонтов малышевской свиты средней юры. По данным геофизических исследований скважин и результатам сейсморазведочных работ построены карты толщин продуктивных горизонтов $ЮЕ_2$-$ЮЕ_4$, а также толщин песчаников в их составе. Проанализированы фильтрационно-ёмкостные свойства проницаемых пород продуктивных горизонтов.
Ключевые слова: Енисей-Хатангский региональный прогиб, малышевская свита, продуктивные горизонты, фильтрационно-ёмкостные свойства.

Characteristics of the productive horizons YuE_2-YuE_4 of the Malyshevskaya Formation of the Middle Jurassic of the western part of the Yenisei-Khatanga regional trough

E. V. Borisov, N. I. Shestakova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. The paper presents data on geological structure and distribution of productive horizons of the Malyshevskaya Formation of the Middle Jurassic deposits. Based on well geophysical data and seismic survey results, thickness maps of the YuE_2-YE_4 productive horizons and the thickness of the sandstones within them were constructed. The permeability and reservoir properties of the sandstones within these horizons were analyzed.
Keywords: Yenisei-Khatanga regional trough, Malyshevskaya Formation, productive horizons, filtration and capacity properties.

Объект исследования и актуальность. Малышевская свита относится к числу наиболее перспективных объектов на поиски залежей углеводородов (УВ) в юрских отложениях западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП). Именно с проницаемыми породами малышевской свиты связаны два из трёх открытых в этом районе месторождений газа в юрском комплексе – Зимнее и Хабейское. Несмотря на доказанную продуктивность, свита характеризуется достаточно невысокой степенью изученности. На исследуемой территории породы свиты вскрывает менее трети от общего числа глубоких скважин, при этом более половины из них пробурены в пределах восточной оконечности Мессояхской наклонной гряды (МНГ). В приосевых частях прогиба разрезы малышевской свиты известны лишь по единичным скважинам (рис.1). Таким образом, прогноз распространения и качества продуктивных горизонтов свиты, основанный на комплексном анализе результатов бурения и сейморазведочных работ, является одной из важнейших задач при планировании поисково-разведочных работ на поиски залежей УВ в юрском нефтегазоносном комплексе.

Характеристика продуктивных горизонтов. На исследуемой территории малышевская свита распространена повсеместно, постепенно выклиниваясь к бортам ЕХРП. Глубины залегания кровли свиты изменяются от -380 м на сводах структур, осложняющих МНГ, до -5200 м в осевой части прогиба (см. рис.1). Изучаемый район характеризуется наибольшими толщинами свиты в Арктических районах Западной Сибири, достигающих 370 в наиболее погруженных частях западной части ЕХРП. В западном направлении, толщина свиты сокращает-

[1] © Е. В. Борисов, Н. И. Шестакова, 2026
Работа выполнена в рамках научной темы № FWZZ-2026-0044 Государственной программы фундаментальных научных исследований

ся, составляя порядка 180 м в центральной части Гыданского полуострова и 85-120 м на восточном побережье п-ва Ямал [1]. В северо-восточном направлении, к центральным районам ЕХРП проницаемые породы малышевской свиты глинизируются, замещаясь преимущественно глинисто-алевролитовой толщей, сопоставляемой с юрюнгтумусской свитой [2]. Согласно принятым стратиграфическим схемам [3,4] песчано-алевролитовые породы малышевской свиты обособляются в три продуктивных горизонта ($ЮЕ_2$, $ЮЕ_3$, $ЮЕ_4$), разделённых между собой глинистыми перемычками [5]. Помимо уже открытых залежей, приуроченных к пласту $ЮЕ_2$, различные нефтегазопроявления были отмечены по всему разрезу свиты [1], что говорит о потенциальной продуктивности всех продуктивных горизонтов в её составе (см. рис.1).

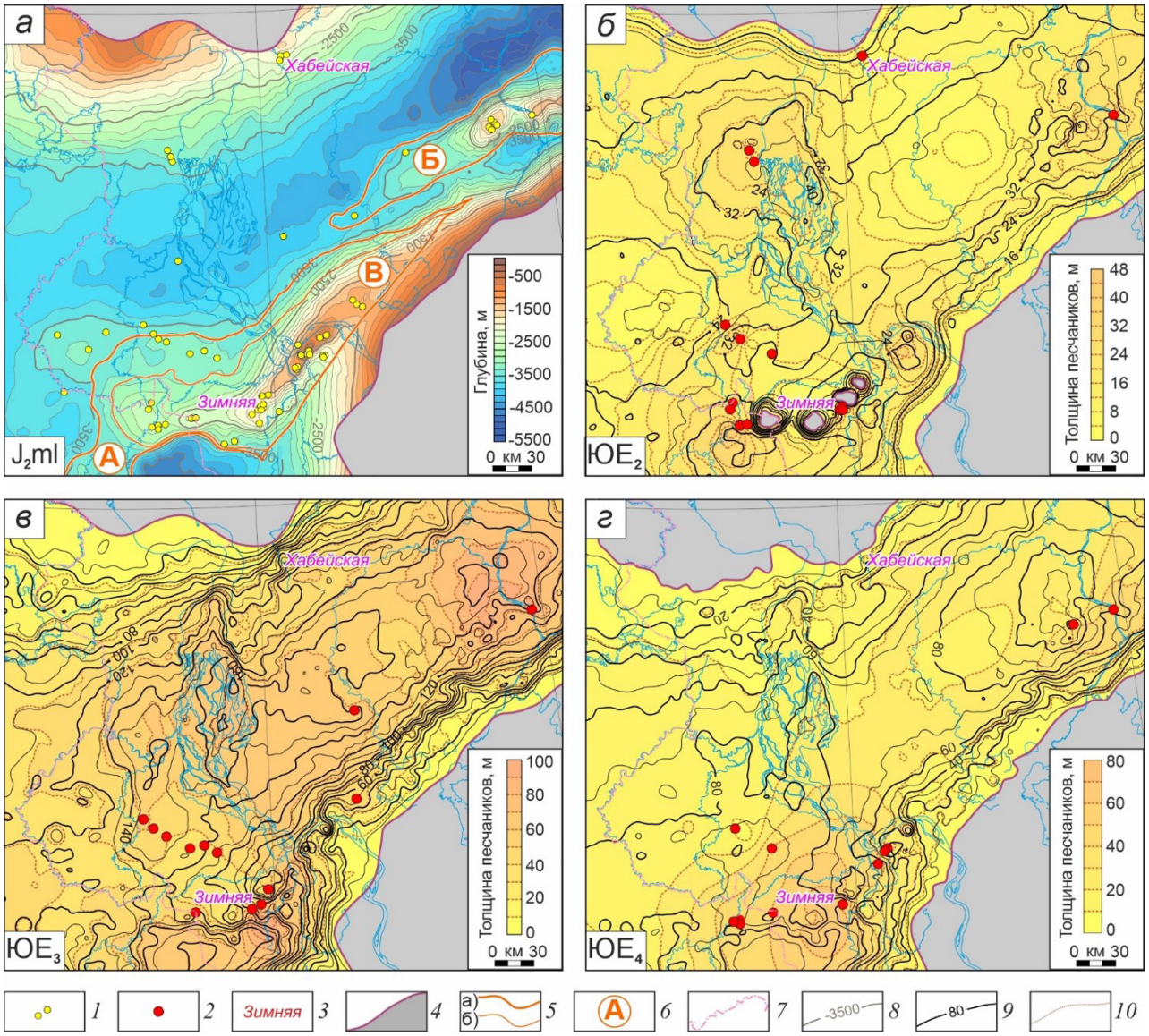


Рисунок 1. Структурная карта по поверхности малышевской свиты и карты толщин продуктивных горизонтов и песчаников $ЮЕ_2$-$ЮЕ_4$

Условные обозначения: 1 – скважины, вскрывшие малышевскую свиту; 2 – скважины, в которых получены различные проявления УВ; 3 – площади, на которых открыты залежи газа в малышевской свите; 4 – отсутствие целевого комплекса (свита, продуктивный горизонт); 5 – границы положительных тектонических элементов: а – 0 порядка, б – первого порядка; 6 – названия тектонических элементов: А – Мессояхская наклонная гряда (МНГ), Б – Балахнинско-Рассохинская наклонная гряда (БРНГ), В – Усть-Портовский мегавыступ (УПМ); 7 – административная граница; 8 – изогипсы поверхности малышевской свиты; 9 – изопахиты продуктивных горизонтов; 10 – изопахиты песчаников в составе продуктивных горизонтов. Индексы: J_2ml – малышевская свита.

Продуктивный горизонт $ЮЕ_2$ залегает в верхней части малышевской свиты и распространен практически на всей исследуемой территории. На отдельных структурах в сводовой части Усть-Портовского мегавыступа (УПМ) осложняющего восточную часть МНГ (Семеновская, Мессояхская площади) породы горизонта отсутствуют вследствие предмелового размыва. Серия схожих стратиграфических перерывов прогнозируется по сейсмическим данным и на смежных локальных поднятиях [6]. Горизонт $ЮЕ_2$ в пределах изучаемого района характеризуется выдержанными толщинами, составляющими в среднем порядка 28 м. Минимальные толщины горизонта (9-16 м) связаны с отдельными локальными структурами, осложняющими своды УПМ, максимальные (40-45 м) прогнозируются в осевой части прогиба и на склонах крупных положительных структур (см. рис.1). В составе горизонта преобладают песчаники, составляющие в среднем 50 % от его общей толщины. Максимально опесчаненые разрезы горизонта $ЮЕ_2$, с долей песчаного материала превышающей 90 %, приурочены к сводам мегавыступа. Вглубь прогиба горизонт постепенно глинизируется. Общие толщины песчаников в составе продуктивного горизонта составляют в среднем около 15-16 м и относительно выдержаны по территории исследования, достигая 28-40 м на склонах МНГ и снижаясь до 2-4 м в приосевой части прогиба. Значения пористости песчаников горизонта (преимущественно мелко- и среднезернистых) изменяется от 0,4 до 25 %. Проницаемость песчаников горизонта изменяется от полностью непроницаемых разностей со значениями менее $0{,}001*10^{-3}$ мкм^2, до $81{,}3*10^{-3}$ мкм^2 (табл.1). Наиболее высокие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) песчаников горизонта приурочены к зонам выклинивания на бортах бассейна, а также в присводовой части УПМ.

Таблица 1. Фильтрационно-емкостные свойства песчаников продуктивных горизонтов малышевской свиты западной части ЕХРП

Песчаники	Пористость,%			Проницаемость, 10^{-3} мкм^2		
	мин.	макс.	средн.	мин.	макс.	средн.
Горизонт ЮЕ2	0.4	25	10.3	0	81.3	1.8
Горизонт ЮЕ3	0.4	25.4	11.7	0	232.3	5
Горизонт ЮЕ3	7.4	25.2	13.7	0	260.4	18.2

Продуктивный горизонт $ЮЕ_3$ приурочен к средней части малышевской свиты и имеет повсеместное распространение, размываясь лишь на ограниченных участках Малохетского поднятия. Горизонт является наиболее мощным в составе свиты, достигая толщины 185 м в осевой части регионального прогиба. В направлении Гыданского полуострова толщина горизонта заметно снижается (см. рис.1). Минимальные толщины горизонта $ЮЕ_3$ (порядка 30 м) вскрыты скважинами в северо-восточной части УПМ в прибортовой части ЕХРП. Доля песчаного материала в составе горизонта в среднем составляет 49 %, снижаясь вглубь прогиба и увеличиваясь к бортам, вплоть до практически полного его опесчанивания (Суходудинская площадь). Наибольшие толщины песчаников в составе горизонта отмечаются на юго-восточном склоне УПМ и северо-западном склоне Балахнинско-Рассохинской наклонной гряды (БРНГ), где суммарные толщины песчаников горизонта достигают 90-100 м (см. рис.1). Максимальные значения открытой пористости песчаников горизонта достигают 21-25 % и приурочены к бортам прогиба и сводам крупным положительных структур, постепенно ухудшаясь вглубь прогиба. Минимальные показатели (до 6 %) прогнозируются в приосевых частях ЕХРП. Проницаемость песчаников горизонта изменяется от полностью непроницаемых разностей до $232{,}2*10^{-3}$ мкм^2 (см.табл.1).

Продуктивный горизонт $ЮЕ_4$ залегает в нижней части малышевской свиты. На исследуемой территории отсутствие пород горизонта зафиксировано лишь в единичных скважинах Малохетскогого локального поднятия. Толщина продуктивного горизонта варьирует в широких пределах, изменяясь от 20-30 м в своде северо-восточной части УПМ до 125 на юго-западной периклинали БРНГ (см. рис.1). Как и в случае с вышележащим горизонтом $ЮЕ_3$, для

рассматриваемого горизонта характерно постепенное снижение толщины в юго-западном направлении. Доля песчаного материала в составе горизонта составляет в среднем около 50 %, достигая 95 % на своде УПМ (Суходудинская площадь) и снижаясь до первых процентов в приосевой части прогиба. Прогнозируемые толщины песчаников горизонта не превышают 20-25 м (см. рис.1). Открытая пористость песчаников, представленных преимущественно тонко-мелкозернистыми разностями, изменяется от 6,8 в районе до 25,2 %. Максимальные показатели пористости приурочены к сводам УМП и постепенно к осевой части ЕХРП. Проницаемость песчаников горизонта варьирует от полностью непроницаемых разностей до $260{,}4*10^{-3}$ мкм^2 (см.табл.1).

Выводы. Продуктивные горизонты $ЮЕ_2$–$ЮЕ_4$ в западной части ЕХРП распространены практически повсеместно, полностью или частично размываясь лишь на единичных локальных поднятиях, осложняющих свод Усть-Портовского мегавыступа. Для продуктивных горизонтов малышевской свиты характерна высокое содержание песчаного материала, составляющее в среднем около половины объема свиты и возрастающее к бортам прогиба. Анализ ФЕС песчаников продуктивных горизонтов позволяет сделать вывод, что в приосевых частях прогиба и на склонах крупных положительных структур распространены преимущественно коллектора III и IV класса по классификации Ханина [7,8]. В присводовых частях МНГ и БРНГ, а также на бортах прогиба развиты коллектора I и II типа. С учетом значительного числа различных нефтегазопроявлений, полученных при испытании скважин на всей исследуемой территории, продуктивные горизонты $ЮЕ_2$–$ЮЕ_4$ малышевской свиты обладают высоким нефтегазоносным потенциалом практически на всей исследуемой территории и нуждаются в доразведке как высокоразрешающими сейсмическими методами, так и глубоким поисково-разведочным бурением.

Список литературы:

1. Борисов Е.В., Шестакова Н.И., Нехаев А.Ю. Байос-батские отложения северо-восточных районов Западной Сибири: геологическое строение, сейсмостратиграфия, районирование по типам разрезов // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2024, т. 19, № 4 [Электронный ресурс]. URL: https://www.ngtp.ru/rub/2024/36_2024.html EDN: PPIYOC.

2. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. Под ред. Б.Н. Шурыгина. Новосибирск, СО РАН, филиал «ГЕО», 2000, 480 с.

3. Решения 5–го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, Тюмень, 1990 г. Тюмень. ЗапСибНИГНИ, 1991. 54 с.

4. Решение 6–го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. Новосибирск, ИГНГ СО РАН, 2004, 111 с.

5. Борисов Е.В., Казаненков В.А. К вопросу об индексации нижнесреднеюрских продуктивных песчаных пластов в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2018, т. 13, № 4 [Электронный ресурс]. URL: https://ngtp.ru/rub/2018/38_2018.html.

6. Борисов Е.В., Шестакова Н.И. Геологическое строение и корреляция горизонта $Ю_2$ Арктической зоны Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Гыданская и западная часть Енисей-Хатангской НГО) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2026, №1 (65), с. 13–26.

7. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М., Недра, 1969, 368 с.

8. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. М., Недра, 1973, 304 с.

УДК 550.4(571.1)
DOI 10.48612/sibprint/8d4g-5b8k-4rkb https://doi.org/10.48612/sibprint/8d4g-5b8k-4rkb

Состав и структура керогена юрских отложений Новосибирской области[1]

Л. С. Борисова, И. Д. Тимошина

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

Аннотация. Изучены элементный и изотопный составы керогенов юрских отложений Новосибирской области. Получена информация о генетическом типе, уровне зрелости органического вещества (ОВ) и нефтегазогенерационном потенциале. Основные параметры состава верхнеюрских керогенов за исключением васюганской свиты свойственны зрелому ОВ аквагенного типа и характеризуются относительно высоким нефтегенерационным потенциалом. ОВ нижнесреднеюрских отложений, как и в других районах Западной Сибири, по результатам изучения керогенов может быть отнесено к смешанному и террагенному типу ОВ (II-III и III). Отмечается снижение величин основных геохимических параметров керогенов: атомного соотношения водорода и углерода ($H/C_{ат}$) и остаточного нефтегенерационного потенциала (HI) от верхнеюрских отложений к нижнеюрским.
Ключевые слова: органическое вещество, кероген, элементный состав, изотопный состав углерода, пиролиз, юрские отложения, Новосибирская область, Западная Сибирь.

Composition and structure of kerogen from Jurassic deposits of the Novosibirsk region

L. S. Borisova, I. D. Timoshina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. The elemental and isotopic compositions of kerogens from Jurassic deposits in the Novosibirsk Region have been studied. Information was obtained on the genetic type, maturity level of the organic matter (OM) and its oil-and-gas generation potential. The main parameters of the composition of Upper Jurassic kerogens, with the exception of the Vasyugan Formation, are characteristic of mature OM of the aquatic type and indicate a relatively high oil-generation potential. The OM of the Lower-Middle Jurassic deposits, as in other areas of Western Siberia, based on the results of kerogens studies, can be classified as mixed and terragenous type of OM (types II-III and III). A decrease in the values of the main geochemical parameters of kerogens: the atomic hydrogen-to-carbon ratio (H/C_{at}) and the residual oil generation potential (HI) is observed from the Upper Jurassic to the Lower Jurassic deposits.
Keywords: organic matter, kerogen, elemental composition, carbon isotope composition, pyrolysis, Jurassic deposits, Novosibirsk Region, Western Siberia.

Во второй половине XX века в Институте геологии и геофизики СО АН СССР в лаборатории органической геохимии под руководством В.С. Вышемирского было начато изучение самого сложного и наиболее информативного в геохимическом плане компонента ОВ – керогена: подобно углю с ростом степени катагенетической превращенности он обогащается углеродом и теряет гетероэлементы. А как известно, оценка вклада какой-либо материнской породы в региональную нефтегазоносность требует учета закономерностей кроме изменения толщин породы и содержания органического вещества его качества (типа керогена) и катагенетической преобразованности. А.Э. Конторовичем совместно с Л.И. Богородской и Е.А. Рогозиной (1967, 1972, 1975) был выполнен ряд крупных работ по геохимии керогена. В 1973 г. А.А. Трофимуком, А.Э. Конторовичем и В.С. Вышемирским был опубликован фундаментальный труд, касающийся успехов органической теории происхождения нефти.

[1] © Л. С. Борисова, И. Д. Тимошина, 2026
Работа выполнена при финансовой поддержке проекта № FWZZ-2026-0043.

К настоящему времени в ИНГГ СО РАН собран представительный банк данных основных геохимических параметров керогенов фанерозоя Сибири. В XXI веке под руководством академика А.Э. Конторовича [1] было выполнено первое обобщение результатов изучения керогенов баженовской свиты Западно-Сибирского бассейна. Состав и структура керогенов нижне-среднеюрских отложений северных территорий бассейна были рассмотрены позднее в работе [2]. Результаты изучения керогенов юрских отложений центральных и юго-восточных районов Западной Сибири проанализированы и направлены для публикации в журнал «Геология и геофизика» [3].

Объектом настоящего исследования является изучение керогенов юрских отложений Новосибирской области (НСО) Западной Сибири (32 пробы). Целью работы было выявление геохимических характеристик керогенов юрских отложений НСО, их нефтегазогенерационного потенциала в сравнении с керогенами Томской области и более северных территорий Западной Сибири. Керогены получены в лаборатории геохимии нефти и газа в ИНГГ СО РАН и изучены комплексом методов [4]: элементный состав на анализаторе EA 1110 (CE Instruments); изотопный состав углерода на масс-спектрометре Finnigan Thermo MAT 253; пиролиз Rock-Eval – на приборе SR-Analyzer. В качестве графического классификатора типов ОВ в работе использована предложенная А.Э. Конторовичем [4] тригонограмма элементного состава.

Верхнеюрские отложения представлены небольшой коллекцией: образцами баженовского (12 проб*)* и васюганского (7 проб) горизонтов (табл.). Исследования показали, что баженовская свита характеризуется высоким содержанием $C_{орг}$ – 6.4 % в среднем, пиритной серы в керогене – до 24.1 % (в среднем 15.8 %), зольности – до 30.9 %. Практически по всем этим параметрам близкие значения имеют керогены марьяновской свиты, и в целом они превосходят аналогичные параметры керогенов средней и нижней юры НСО. На рисунке приведена тригонограмма элементного состава (C-H-SNO) нерастворимого ОВ юрских отложений Западной Сибири. Керогены баженовской и марьяновской свит имеют в среднем невысокое содержание углерода (79.2 % и 80.7 %) при повышенных концентрациях водорода: до 8.2 %. Однако керогены баженовской свиты больше обогащены серой – до 3.6 % (в среднем 2.8 %) (см. табл.), тогда как в образцах марьяновской свиты – только до 2.0 %.

Таблица. Средние данные анализа керогена юрских отложений НСО

Свита	$C_{орг}$, %	Сера пиритная, %	C, % на кероген	H, % на кероген	S, % на кероген	S+O+N, % на кероген	$(H/C)_{ат}$	$(O/C)_{ат}$	$\delta^{13}C$, ‰	HI, мг УВ/ г $C_{орг}$
Баженовская	6.4	15.8	79.2	7.3	2.8	13.5	1.11	0.12	-30.2	396
Марьяновская	5.6	14.6	80.7	7.7	1.9	11.6	1.14	0.09	–	-
Васюганская	1.0	13.2	81.0	5.5	0.6	13.5	0.81	0.08	-27.4	-
Георгиевская	1.9	24.3	76.6	7.3	2.0	16.2	1.14	0.13	-27.7	318
Тюменская	3.3	2.5	79.4	5.7	0.5	14.9	0.86	0.12	-26.5	302
Тогурская	2.0	6.0	82.9	7.1	0.2	10.0	1.03	0.09	-29.2	310

Керогены баженовской и марьяновской свит характеризуются наиболее высокими значениями $H/C_{ат}$ во всем изученном разрезе (в среднем 1.11 и 1.14 соответственно) и очень легким изотопным составом углерода (в среднем –30.2 ‰). На тригонограмме C-H-SON (см. рис.) они попадают в область аквагенного ОВ и характеризуются степенью преобразованности ОВ, соответствующей началу главной зоны нефтеобразования ($МК_1^1$, R^o_{vt} = 0.59 %). Полученные данные согласуются с результатами изучения керогена баженовской свиты юга Западной Сибири, проведенного А.Э. Конторовичем с сотрудниками [1]. Остаточный нефтегенерационный потенциал ОВ баженовской свиты в среднем составляет 396 мг УВ / г $C_{орг}$; при этом значения T_{max} в интервале 430-432 °С.

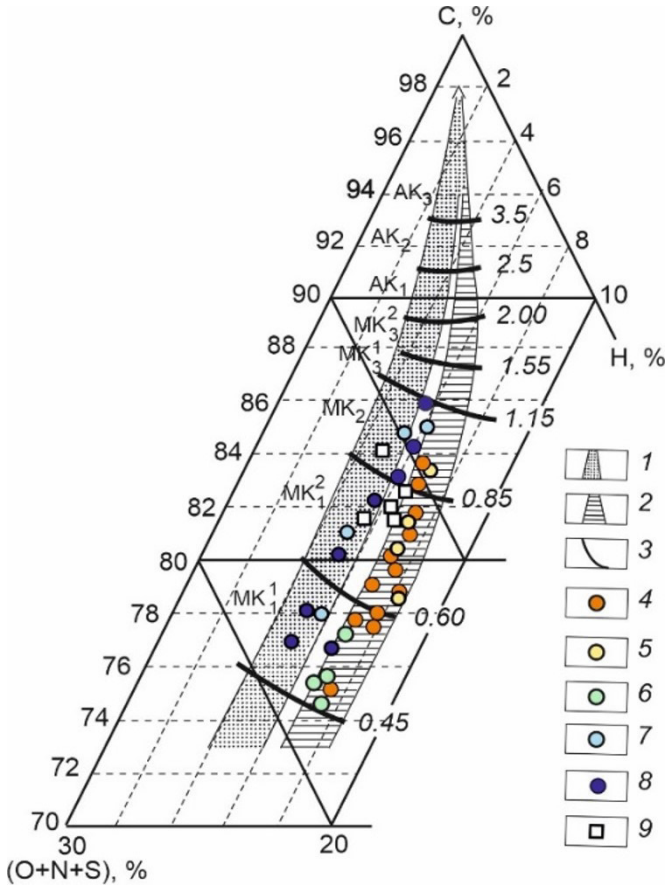


Рисунок. Тригонограмма элементного состава керогена ОВ юрских отложений Новосибирской области

Условные обозначения: 1 – поле эволюции элементного состава углей и керогена террагенного типа; 2 – поле эволюции элементного состава керогена аквагенного типа [4]; 3 – границы зон катагенеза, цифрами обозначены значения Rovt; верхнеюрские керогены: 4 – баженовская свита, 5 – марьяновская свита, 6 – георгиевская свита, 7 – васюганская свита; 8 – среднеюрские керогены; 9 – нижнеюрские керогены.

Состав и структура керогена васюганского горизонта изучены по 7 образцам васюганской и георгиевской свит. Кероген характеризуется более низким $C_{орг}$ по сравнению с баженовским горизонтом (1.5 % в среднем по горизонту), но относительно высоким содержанием пиритной серы в керогене: до 27.4 % (в среднем 24.3 %) в георгиевской свите и до 17.0 % (в среднем 13.2 %) в васюганской свите (см. табл.).

Результаты изучения керогенов НСО близки полученным ранее для верхнеюрских отложений Томской области (ТО) [3]. По данным элементного анализа керогены георгиевской свиты имеют в среднем невысокое содержание углерода (76.0 %), а васюганской – 81.0 %. При этом последние по сравнению с георгиевской свитой характеризуются более низкими значениями водорода – в среднем 5.5 % против 7.3 % и невысокой концентрацией элементной серы (в среднем 0.6 % против 2.0 %). На тригонограмме C-H-SON (см. рис.) керогены васюганской свиты попадают в область террагенного и смешанного ОВ, георгиевской – аквагенного. Аналогично по изотопному составу углерода эти керогены имеют террагенный и смешанный генезис: (-30.0) – (-23.1) ‰ и (-29.8) ‰ соответственно.

Среднеюрские отложения. Содержание $C_{орг}$ в 8 образцах средней юры, представленных тюменской свитой, изменяется от 0.50 до 8.2 % на породу, в среднем составляет 3.3 %, а содержание пиритной серы в среднем в керогене ($S_{пирит}$) – 2.5 % (см. табл.). В изученной выборке $C_{орг}$ и $S_{пирит}$ близки аналогичным параметрам керогенов ТО [3] и выше по сравнению с параметрами $C_{орг}$ и $S_{пирит}$ нерастворимого ОВ ЯНАО [2], где средние значения 2.6 и 1.7 % соответственно. По данным элементного анализа керогенов уровень зрелости ОВ среднеюрских отложений соответствует главной зоне нефтеобразования (градации $МК_1^1$-$МК_2$). Они характе-

ризуются долями углерода от 76.0 до 86.3 %, водорода – от 5.0 до 6.3 % (см. рис.), аналогично ТО (75.6-86.2 %) и (4.0-6.9 %), соответственно; атомным отношением $H/C_{ат}$ – от 0.77 до 1.10 и 0.65-1.11 в ТО. По сравнению с элементным анализом керогенов среднеюрских отложений ЯНАО [2] полученные данные на тригонограмме занимают как левую ветвь террагенного ОВ, так и частично правую, соответствующую аквагенному. При этом изотопный состав углерода керогенов имеет значения от (-27.8) до (-25.5 ‰), что также свидетельствует о террагенном типе ОВ и у единичных образцов – смешанном генезисе, нефтегенерационный потенциал которых составляет 302 мг УВ/г $C_{орг}$ (см. табл.). В Томской области исключением со значением HI = 442 мг УВ/г $C_{орг}$ являлся образец, имеющий, по всей видимости, аквагенный генезис.

Нижнеюрские отложения представлены главным образом тогурской свитой (5 проб) (см. табл.). Содержание органического углерода в нижней юре изменяется от 1.0 до 2.6 %, а пиритной серы, характеризующей, как правило, генетический тип ОВ, – до 6.0 % [4]. В ТО нижнеюрские отложения также представлены образцами тогурской свиты с более высоким содержанием органического углерода в них: от 0.90 до 20.1 % на породу (4.7 % в среднем) и высоким содержанием пиритной серы (4.1 % в среднем). Параметр $S_{пирит}$ керогена нижней юры этой области выше по сравнению с данными по ЯНАО [2], где среднее значение составляет 0.9 %. Согласно элементному анализу керогены нижнеюрских отложений в среднем имеют относительно невысокое содержание углерода (82.9 %) по сравнению с керогенами ЯНАО (86.0 %). Существенно выше в них и содержание водорода (7.1 % против 4.7 %) и атомное отношение H/C (1.03 против 0.65). При этом они отличаются и несколько более легким изотопным составом углерода (в среднем -29.2 ‰) по сравнению с (-26.5 ‰) ЯНАО (см. табл.). На тригонограмме в область террагенного и смешанного ОВ попали все керогены нижней юры, как и некоторые пробы из ТО. Образцы тогурской свиты сконцентрировались в области зрелого ОВ: HI в среднем составляет 310 мг УВ/г $C_{орг}$.

Таким образом, умеренно преобразованные юрские толщи НСО находятся в главной зоне нефтеобразования, геохимические особенности керогена свидетельтсвуют о перспективности этих отложений с точки зрения нефтегазоносности; от верхнеюрских к нижнеюрским отложениям снижается нефтегенерационный потенциал ОВ.

Список литературы:

1. Конторович А.Э., Богородская Л.И., Борисова Л.С., Бурштейн Л.М., Исмагилов З.Р., Ефимова О.С., Костырева Е.А., Лемина Н.М., Рыжкова С.В., Созинов С.А., Фомин А.Н. Геохимия и катагенетические превращения керогена баженовского горизонта // Геохимия, 2019, т. 64, № 6, с. 585–593.

2. Борисова Л.С., Фомин А.Н., Ким Н.С., Ярославцева Е.С. Геохимия керогенов юрских отложений севера Западной Сибири // Георесурсы, 2024, т. 26, № 4, с. 20–31.

3. Борисова Л.С., Тимошина И.Д., Фомин А.Н. Геохимические особенности керогенов юрских отложений центральных и юго-восточных районов Западной Сибири // Геология и геофизика, 2026, в печати.

4. Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген: методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск, Гео, 2005, 255 с.

УДК 550.8.053
DOI 10.48612/sibprint/488u-zf2h-n678 https://doi.org/10.48612/sibprint/488u-zf2h-n678

Перспективы нефтегазоносности пермских отложений Анабаро-Хатангской седловины с учётом деструктивного влияния разломной тектоники и магматизма на скопления углеводородов[1]

О. И. Бострикov, А. Н. Хабаров, И. В. Осадчий, А. М. Власова

Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А. П. Карпинского, Санкт-Петербург

Аннотация. Построены схемы латерального распространения интрузий долеритов в нижнесреднепермских отложениях Анабаро-Хатангской седловины (АХС). Показано, что разломная тектоника и пластовые интрузии в поздней перми-раннем триасе стали причинами разрушения залежей УВ. К потенциально нефтегазоносным отнесены положительные структуры в зонах отсутствия разломов и интрузий (или незначительного присутствия последних) в нижне-и верхнекожевниковской свитах.
Ключевые слова: Анабаро-Хатангская седловина, скопления УВ, пластовые интрузии, катагенез ОВ, перспективы нефтегазоносности.

Prospects for the oil and gas potential of the Permian deposits of the Anabaro-Khatanga saddle, taking into account the destructive effect of fault tectonics and magmatism on hydrocarbon accumulations

O. I. Bostrikov, A. N. Khabarov, I. V. Osadchy, A. M. Vlasova

Karpinsky All-Russian Scientific Research Geological Institute, St. Petersburg

Abstract. Schemes of lateral propagation of dolerite intrusions in the Lower Middle Permian section of the Anabaro-Khatanga saddle (AHS) are constructed. It is shown that fault tectonics and reservoir intrusions in the Late Permian-Early Triassic caused the destruction of hydrocarbon deposits. Positive structures in the zones of absence of faults and intrusions (or insignificant presence of the latter) in the Lower and Upper Kozhevnik formations are classified as potentially oil and gas bearing.
Keywords: Anabaro-Khatanga saddle, hydrocarbon accumulations, reservoir intrusions, OM catagenesis, oil and gas potential

Введение. В результате сейсмогеологических, буровых и обобщающих исследований, проведённых на юго-востоке Анабаро-Хатангской НГО, с начала 30-х годов XX века открыто небольшое количество мелких месторождений и проявлений нефти и газа и лишь одно крупное – Центрально-Ольгинское нефтяное месторождение (ЦО-1 на рис.1). Залежи нефти связаны с нижнесреднепермскими и среднетриасовыми отложениями, нефте- и газопроявления встречаются от нижнепермских до нижнемеловых [1].

Чаще всего скопления УВ приурочены к зонам разрывных нарушений на сводах структур. По геологическим и геохимическим признакам они являются остатками крупных залежей, разрушенных в периоды тектонической активизации, внедрений пластовых интрузий и, реже, соляных куполов. Для территории АХС, близкой к северному морскому пути, актуальна задача открытия экономически рентабельных месторождений УВ. Цель исследования – выделение перспективных площадей с минимальным негативным влиянием на нефтегазоносность геодинамических процессов поздней перми-раннего триаса.

Результаты исследований. Большинство скважин пробурено на юго-востоке и четыре – на северо-западе АХС, на левом берегу Хатангского залива. Две из них (АХ-1 и АХ-2) – на Сопочном поднятии и две – на Журавлином валу (АХ-3 – в нижней части склона и Ж-1 – на своде). Особый интерес представляют скважины: АХ-3, вскрывшая достаточно полный разрез

[1] © О. И. Бострикov, А. Н. Хабаров, И. В. Осадчий, А. М. Власова, 2026

мезозойских отложений и Ж-1, самая информативная по разнообразию и объему геолого-геофизических и геохимических исследований, проведенных до глубины 5750 м [2, 3].

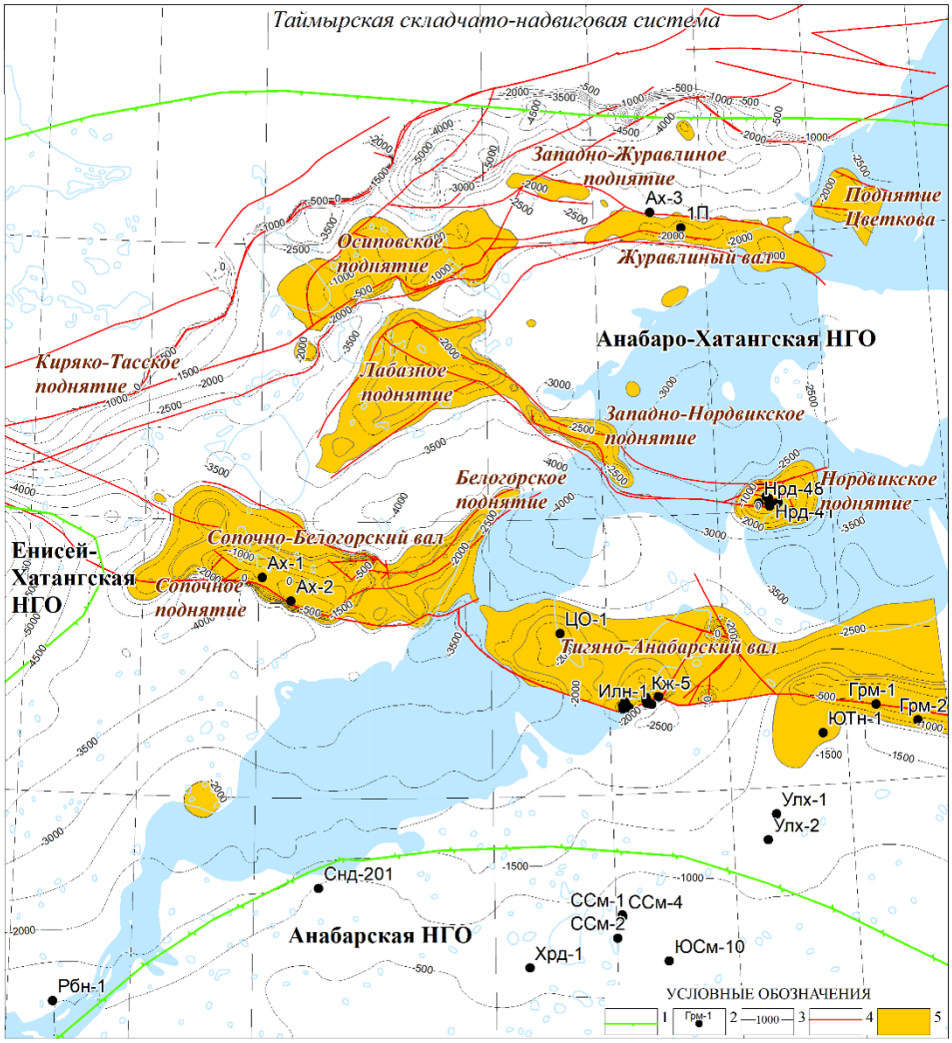


Рисунок 1. Структурно-тектоническое строение района работ [3]

Условные обозначения: 1 – границы НГО; 2 – скважины; 3 – изогипсы кровли верхнекожевниковской свиты (ОГ VI), м; 4 – региональные разломы; 5 – положительные структуры.

По материалам всех скважин, пробуренных в пределах АХС, изучены нефтегазоматеринские свойства глинисто-алевритовых отложений среднепермской верхнекожевниковской и раннепермских нижнекожевниковской и тустахской свит [2, 3]. Нефтегазогенерационный потенциал этих отложений оценивался на основе схем распределения суммарных толщин глинисто-алевритовых пластов (100-700 м), содержаний Сорг (0,5-2,5%) и Бхл (0.01-0.03%), типов и катагенеза ОВ, плотностей эмиграции нефти и генерации газа, долей (в объёмных %) толщин пластовых интрузий от толщин свит.

По результатам бассейнового (3D) моделирования для левобережной части АХС, включающей Сопочное, Лабазное и Западно-Журавлиное поднятия, Журавлиный и Сопочно-Белогорский валы, объёмы нефти и газа, которые могли аккумулироваться в ловушках пермских отложений оценены, соответственно, в 9 млрд.т. нефти и около 7 трлн. м^3 газа. Однако столь высокие оценки не учитывают разрушительную роль интрузий, внедрившихся, в первую очередь, в высокопроницаемые пластовые резервуары, уничтоживших залежи УВ и существенно повысивших катагенетическую преобразованность ОВ вмещающих отложений – от градаций $МК_2$ – $МК_3^1$ (по А.Э. Конторовичу [4]) на сводах Журавлиного, Осиповского и Сопочного поднятий, до $АК_3$ в смежных впадинах. Скопления УВ могли сохраниться на левобережье Хатангского залива лишь в верхнекожевниковской свите в литологических ловушках Журавлиного

вала, сводовых и литологических ловушках Лабазного, Белогорского, Западно-Нордвикского и Западно-Журавлиного поднятий, находящихся в зонах отсутствия или минимальных толщин пластовых интрузий (рис. 2).

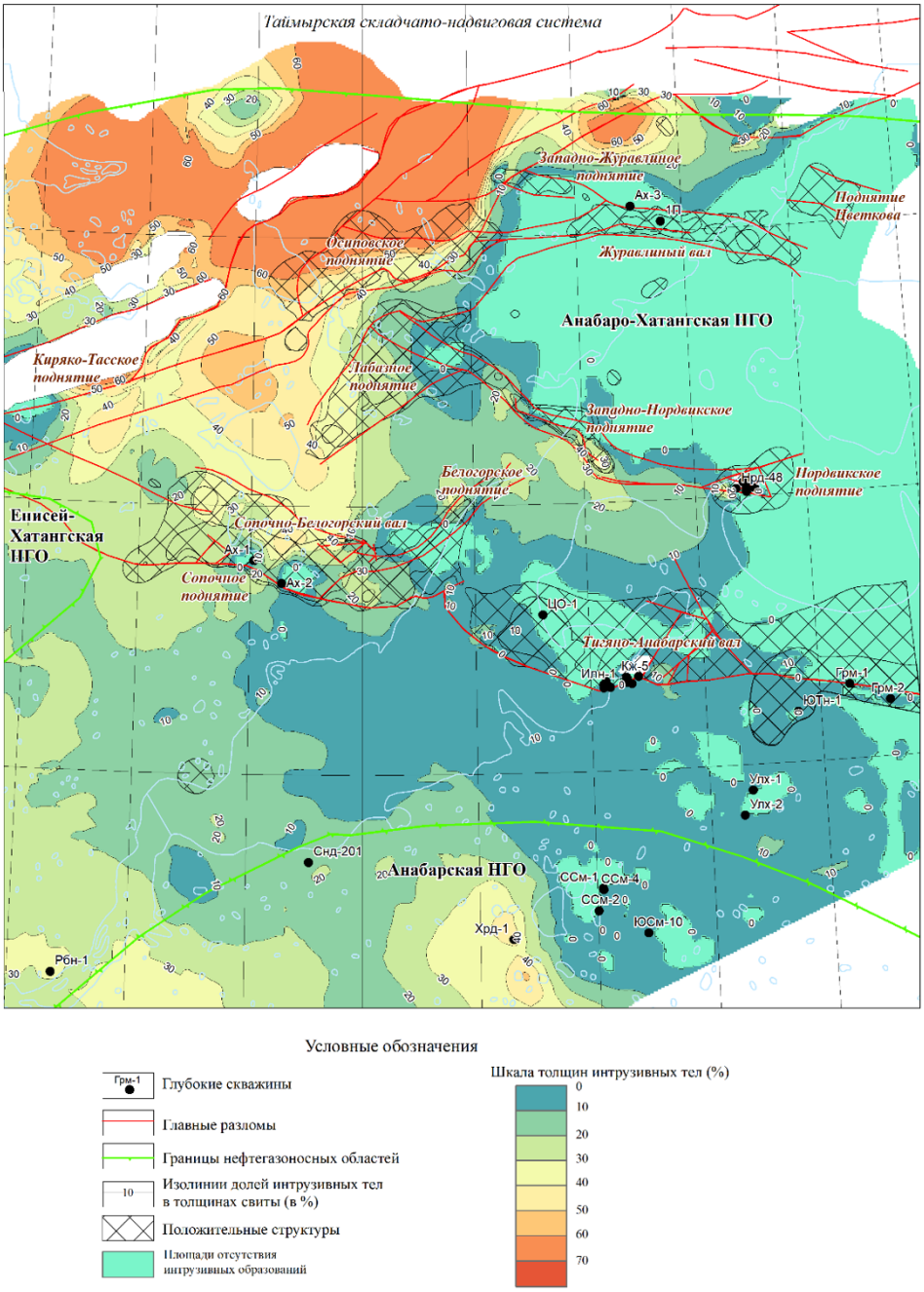


Рисунок 2. Прогнозная схема распространения суммарных толщин пластовых интрузивных тел в долях (в %) от толщины верхнекожевниковской свиты

На правобережье Хатангского залива мелкие и очень мелкие месторождения нефти Ильинское, Кожевниковское, Южно-Тигянское и крупное Центрально-Ольгинское открыты в пределах Тигяно-Анабарского вала в зоне полного отсутствия или наличия маломощных пластовых интрузий в отложениях нижне- и верхнекожевниковской свит (см. рис. 2, рис. 3). Однако локальные поднятия Ильинского, Кожевниковского и Южно-Тигянского месторождений разбиты тектоническими нарушениями, относящимися к Тигяно-Анабарской зоне дислокаций. Поднятие Кожевниковского месторождения прорвано ещё и соляным куполом. Центрально-Ольгинское месторождение находится за пределами зоны дислокаций. Лучшую сохранность его залежей можно объяснить значительно меньшим негативным влиянием тектономагматических процессов.

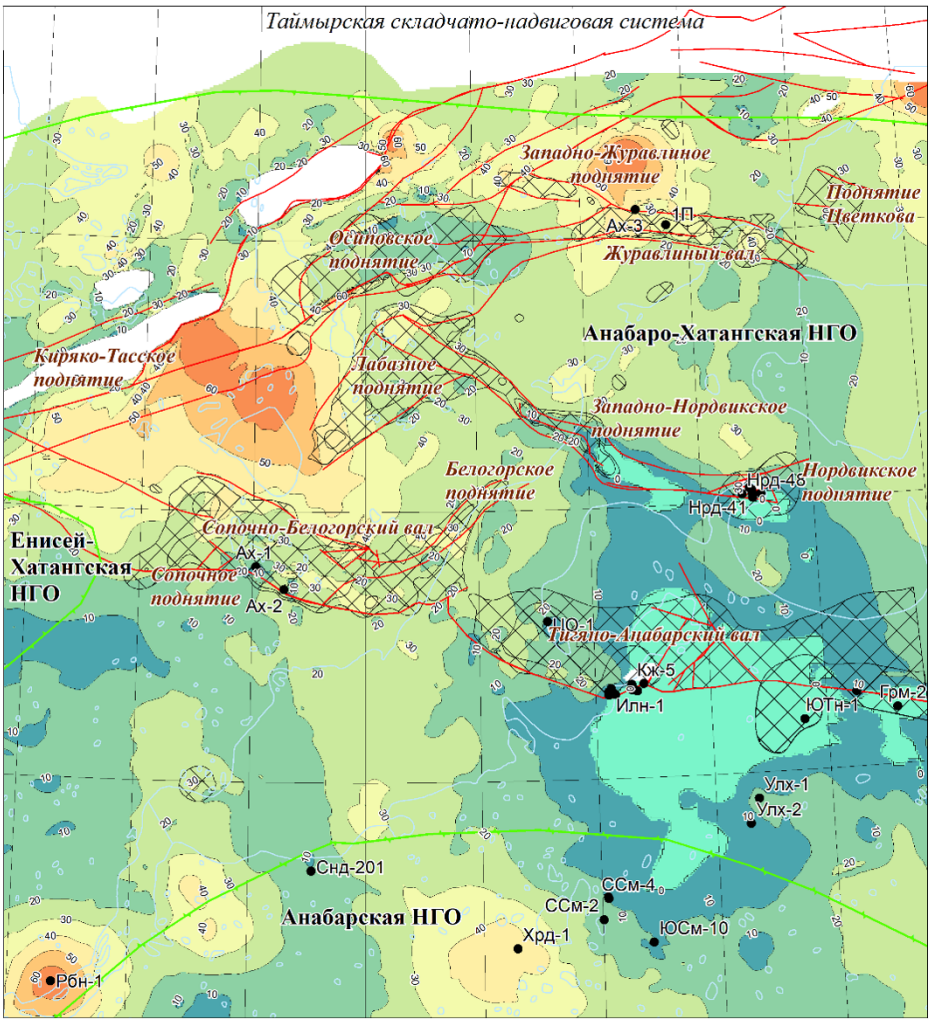


Рисунок 3. Прогнозная схема распространения суммарных толщин пластовых интрузивных тел в долях (в %) от толщины нижнекожевниковской свиты

Условные обозначения см. на рис. 2.

Заключение. С учётом пространственного распределения пластовых интрузий, разрушительно воздействовавших на скопления углеводородов в нижнесреднепермских отложениях, к перспективным для поисков нефти и газа, кроме названных выше Лабазного, Белогорского, Западно-Нордвикского и Западно-Журавлиного поднятий могут быть отнесены поднятие Цветкова и несколько небольших структур в зонах минимального влияния магматизма и разломной тектоники, расположенных на востоке и юго-востоке АХС, относительно удалённых от Таймырской складчато-надвиговой системы. (см рис 2, см рис 3).

Список литературы:

1. Перспективы нефтегазоносности Хатангского залива / А.П. Пронкин, В.И. Савченко, Б.В. Шумский // Offshore [Russia] – сентябрь 2013. – С. 18-22.

2. Мазитов М.Р., Качкин А.А., Скачек К.Г., Ларичев А.И., Бостриков О.И., Хабаров А.Н., Семенова З.А. Геолого-геохимические критерии нефтегазоносности Анабаро-Хатангской седловины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017, т. 12, №4. [Электронный ресурс]. URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/43_2017.pdf

3. Ларичев А.И., Бостриков О.И., Хабаров А.Н. Условия нефтегазообразования, формирования и разрушения скоплений углеводородов в пермских отложениях северо-западной части Анабаро-Хатангской НГО. Геология и геофизика, т. 65, № 8, с. 1115-1129.

4. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М., Недра, 1976, 249 с.

УДК 553.981/982(571.1)
DOI 10.48612/sibprint/6are-rp74-8115 https://doi.org/10.48612/sibprint/6are-rp74-8115

Опыт интерпретации результатов хромато-масс-спектрометрического анализа нефракционированных нефтей и конденсатов: создание библиотеки спектров и идентификация углеводородов C_3–C_8[1]

А. И. Бурухина, Е. А. Фурсенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука, Новосибирск

Аннотация. Проведен хромато-масс-спектрометрический анализ нефракционированных нефтей и конденсатов. В программном обеспечении Mass Hunter в полуавтоматическом режиме идентифицирован набор из 68 УВ состава C_3–C_8 с помощью подготовленной библиотеки масс-спектров для поиска этих индивидуальных соединений, рассчитаны их относительные концентрации. Полученные результаты, при значительном сокращении время- и трудозатрат на интерпретацию, сопоставимы с архивными данными об УВ-составе исследованных проб – среднеквадратичное отклонение для 1139 рассмотренных значений в среднем составляет 0,49 % на сумму УВ C_3–C_8, что не превышает погрешности метода.
Ключевые слова: хромато-масс-спектрометрия, низкомолекулярные углеводороды, нефти, конденсаты

Feedback on interpreting the results of gas-chromatography/mass-spectrometry analysis of crude oils and condensates: compilation of mass-spectra database and identification of C_3–C_8 hydrocarbons

A. I. Burukhina, E. A. Fursenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk

Abstract. Gas-chromatography/mass-spectrometry analysis of crude oils and condensates was carried out. A set of 68 C_3–C_8 hydrocarbons was identified and their relative concentrations were calculated in the Mass Hunter software via a semi-automatic mode using a prepared mass-spectra database for searching the individual compounds. The obtained results, got with a significant reduction in the time- and labor-costs for interpretation, are comparable to the archival data on the composition of the studied samples. The standard deviation for the 1139 considered values is 0,49 % on average for the sum of C_3–C_8 hydrocarbons, which does not exceed the error of the method.
Keywords: gas-chromatography/mass-spectrometry, low-molecular-weight hydrocarbons, oils, condensates

Органическая геохимия играет важную роль для решения как фундаментальных, так и прикладных задач нефтяной геологии. Использование наряду с геолого-геофизическими данными информации об углеводородном (УВ) составе нефтей и конденсатов позволяет совершенствовать представления о процессах нефтегазообразования в осадочных бассейнах и увеличивает вероятность положительного прогноза новых УВ-скоплений. Основой современных геохимических обобщений является изучение высокомолекулярных алканов и полициклических УВ-биомаркеров. Однако отдельные нефтегазоносные территории, в частности север Западной Сибири, характеризуются преимущественно легким составом жидких нафтидов [1]. Исследование таких нефтей и конденсатов на основе данных о распределении УВ-биомаркеров, как правило, затруднено в связи с их низкими концентрациями, а геохимическая информация о составе легкокипящих фракций (УВ C_3–C_8), напротив, приобретает повышенную значимость. Многими исследователями была показана [2–4 и др.] информативность компонентного состава бензинов для определения генотипа исходного органического вещества нефтей и конденса-

[1] © А. И. Бурухина, Е. А. Фурсенко, 2026
Работа выполнена в рамках проекта ФНИ № FWZZ-2026-0043

тов, оценки воздействия катагенеза и диагностики влияния других вторичных процессов. Эти работы проводились в основном в 1980–2000-х гг. с использованием газожидкостной хроматографии (ГЖХ). В последние десятилетия в связи с развитием научно-технической базы для изучения высокомолекулярных нефтяных соединений – метода хромато-масс-спектрометрии (ХМС) – подобные исследования практически не проводятся. Вместе с тем, аналитические возможности ХМС значительно шире, что имеет потенциал для исследования в том числе и низкомолекулярной части жидких УВ-флюидов. Представленная работа посвящена отработке данной методики.

В качестве объектов исследования выбраны нефти и конденсаты, отобранные на устьях поисковых и разведочных скважин месторождений севера Западной Сибири. Изучен компонентный состав 17 сырых (нефракционированных) проб, представленных одновременно в коллекции ИНГГ СО РАН и архивной базе данных. Последняя создана в ИНГГ СО РАН на основе информации об УВ-составе фракций $T_{н.к.}$–125 °С, полученной методом ГЖХ в Центральной лаборатории объединения «Главтюменьгеология» в 1970–1980-е гг. Анализ проводился на ХМС-системе, включающей газовый хроматограф «Hewlett Packard 5890» с высокоэффективным масс-селективным детектором Agilent MSD 5972 и компьютерной системой регистрации и обработки данных (MSD ChemStation). Ввод проб в объеме 1 мкл производился с помощью шприца SGE (10 мкл) в режиме деления потока (split). Разделение компонентов проб по времени удерживания проводилось с помощью капиллярной кварцевой колонки DB1 (длина – 60 м, внутренний диаметр – 0,254 мм, неподвижная фаза – 100 %-диметилполисилоксан, толщина слоя 0,25 мкм). В качестве газа-носителя использовался гелий, скорость потока – 1 мл/мин; температура инжектора – 290 °С. Температурная программа: начало – изотерма при 40 °С длительностью 5 мин с последующим нагревом до 280 °С со скоростью 3 °С/мин и выдержкой при этой температуре 90 мин. Ионизирующее напряжение – 70 эВ, температура источника – 180 °С.

Интерпретация полученных результатов проводилась с использованием хроматограмм по общему ионному току (TIC) в программном обеспечении (ПО) Mass Hunter. Для идентификации индивидуальных соединений составлена библиотека поиска УВ C_3–C_8 на основе масс-спектров, представленных в NIST-05 и [5]. Всего определялось 68 компонентов состава C_3–C_8 (Рисунок): н-алканы, изоалканы, циклопентаны (ЦП), циклогексаны (ЦГ), легкие арены (бензол, толуол, этилбензол, м-, о- и п-ксилол). Набор анализируемых соединений приведен в соответствие с архивными базами данных. Содержания УВ C_3 и C_4 в изученных пробах, как правило, близки к нулевым. Относительные концентрации идентифицированных соединений в % на пробу определялись в автоматическом режиме как отношение площади соответствующего пика на хроматограмме по TIC к сумме площадей всех идентифицированных пиков. Выполнено сравнение результатов проведенных ХМС-исследований с архивными данными ГЖХ. Рассчитано среднеквадратичное отклонение для каждого определяемого компонента. В среднем для 1139 проанализированных значений оно составляет 0,49 % на сумму УВ C_3–C_8, что не выходит за рамки допустимой погрешности, а рассчитанные на их основе величины базовых геохимических показателей по составу бензинов (алканы/цикланы, алканы/арены сумма ЦП/сумма ЦГ, этилбензол/сумма ксилолов, н-C_7/мЦГ и др.) находятся в тех же интерпретационных интервалах [2–4].

Таким образом, с помощью полуавтоматической методики поиска индивидуальных УВ по масс-спектрам, доступной в ПО Mass Hunter, для 17 проб нефтей и конденсатов получены сопоставимые данные о распределении в их составе легкокипящих УВ C_3–C_8. При этом по сравнению с аналогичным анализом в ПО MSD ChemStation опробованная методика не требует привязки идентифицируемых соединений по временам удерживания и позволяет значительно сократить время- и трудозатраты. Однако, предложенный подход к интерпретации результатов ХМС нефракционированных нефтей и конденсатов не исключает необходимости контроля за установленным порядком выхода индивидуальных соединений [4, 6], поскольку фрагментация низкомолекулярных УВ одного класса происходит с образованием схожего по

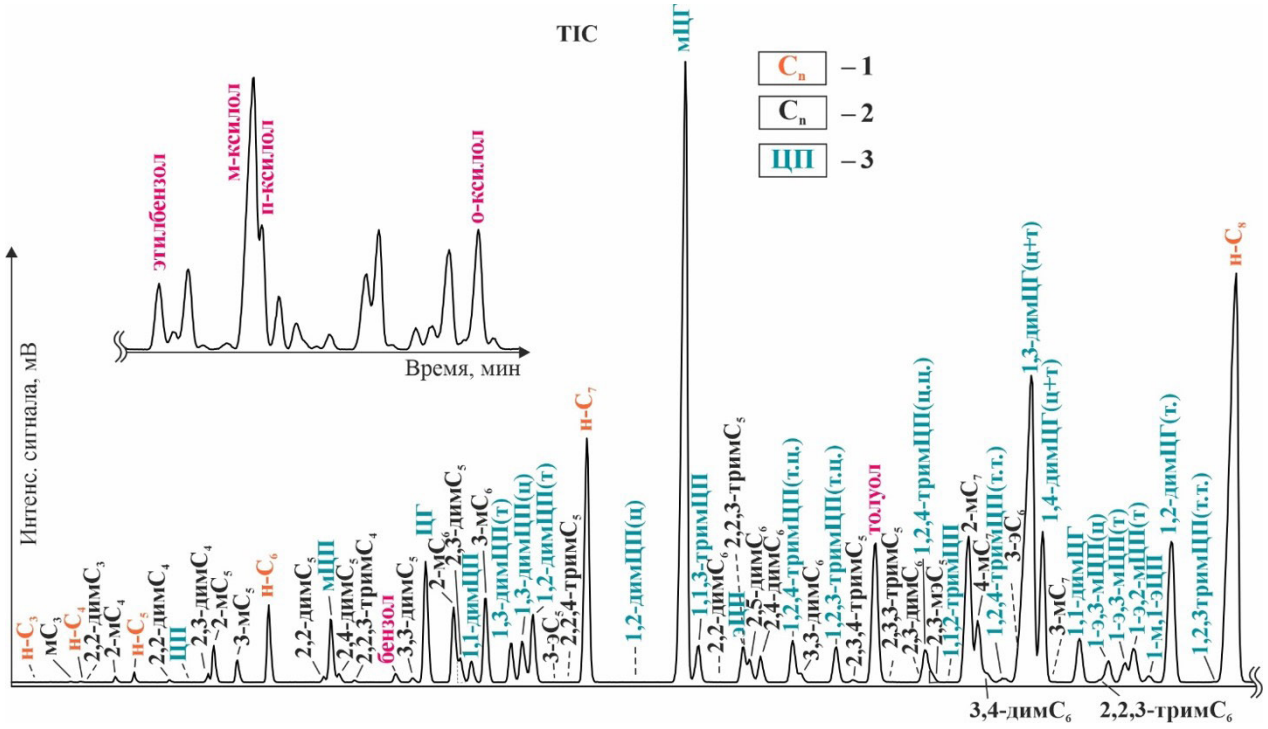


Рисунок. Идентификация индивидуальных УВ C_3–C_8 на типовой хроматограмме по общему ионному току (TIC)

Условные обозначения: 1 – нормальные алканы (н-C_n), где n – кол-во атомов углерода; 2 – разветвленные алканы (2,3/2,3,3/3- м/дим/трим/эCn), где ди/три – степень замещения, м – метил, э – этил; 3 – нафтены (1,3/1,2,4/1,1-дим/трим/м,э ЦП/ЦГ (ц./т.), где ЦП – циклопентан, ЦГ – циклогексан, ц. – цис, т. – транс.

массам и интенсивности набора осколочных ионов, а молекулярный ион в масс-спектре зачастую отсутствует.

Список литературы:

1. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири – М. : Недра, 1975. – 680 с.

2. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М. : Недра, 1987. – 181 с.

3. Фурсенко Е.А. Геохимия низкомолекулярных углеводородов нефтей и конденсатов Надым-Тазовского междуречья и северных районов Широтного Приобья (Западная Сибирь) / под ред. А. Э. Конторовича. – Новосибирск : Изд-во ИНГГ СО РАН, 2014. – 146 с.

4. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide – Cambridge : Cambridge University Press, 2005. – 704 p.

5. Петров А.А., Головкина Л.С., Русинова Г.В. Масс-спектры нефтяных углеводородов : Справочник (Атлас) / под ред. Ал. А. Петрова. – М. : Недра, 1986. – 309 с.

6. Петров А.А. Углеводороды нефти – М. : Наука, 1984. – 264 с.

УДК 553.981/982(571.1)
DOI 10.48612/sibprint/9f84-hxph-vet4 https://doi.org/10.48612/sibprint/9f84-hxph-vet4

Органическая геохимия нефтей и конденсатов на севере Западной Сибири (полуостров Ямал)[1]

А. И. Бурухина

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

Аннотация. Методами органической геохимии изучена коллекция (73 пробы) нефтей и конденсатов, отобранных из мезозойских толщ полуострова Ямал. Установлено, что большинство изученных нефтей (залежи нижнемеловой ахской и юрских свит) унаследовали распределение высокомолекулярных аренов и УВ-биомаркеров от аквагенного органического вещества (ОВ), в то время как большинство конденсатов (залежи нижнемеловой танопчинской и юрских свит) – от террагенного ОВ. В неглубоких залежах района исследования (< 2220 м, $T_{пл}$ < 70 °С) углеводородный состав нафтидов в значительной степени изменен процессами биодеградации.
Ключевые слова: Западная Сибирь, полуостров Ямал, Арктика, нефть, конденсат, органическая геохимия

Organic geochemistry of oils and condensates from the north of West Siberia (Yamal Peninsula)

A. I. Burukhina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the SB RAS, Novosibirsk

Abstract. A set (73 samples) of oils and condensates from the Mesozoic strata of the Yamal Peninsula was studied using methods of organic geochemistry. It was found that most of the studied oils (deposits of the Lower Cretaceous Akhskaya and Jurassic formations) inherited the distribution of high-molecular-weight arenes and hydrocarbon-biomarkers from aquatic organic matter, while the majority of the condensates (deposits of the Lower Cretaceous Tanopchinskaya and Jurassic formations) inherited it from terrestrial organic matter. In shallow deposits of the area under consideration (< 2220 m, T_{fm} < 70 °C), the hydrocarbon composition of naphtides is significantly altered by biodegradation processes.
Keywords: West Siberia, Yamal Peninsula, Arctic, oil, condensate, organic geochemistry

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (ЗС НГП) уже на протяжении 60 лет является основным нефтегазодобывающим регионом Российской Федерации [1]. На сегодняшний день для обеспечения устойчивого развития национальной экономики [2] одной из приоритетных задач геологической отрасли является комплексное, в том числе геохимическое, изучение ее северных и арктических районов, к которым относится территория настоящего исследования. Важным направлением для наращивания минерально-сырьевой базы ЗС НГП также обозначены [2] поиски и освоение глубоких нефтеносных горизонтов, потенциал которых еще в 1990-е гг. высоко оценивали А. А. Трофимук и В. С. Вышемирский.

Для совершенствования представлений о процессах нефтегазообразования и формирования залежей УВ-флюидов в осадочных толщах Ямальской нефтегазоносной области (НГО) методами органической геохимии изучена представительная коллекция нефтей и конденсатов, отобранных из нижне-среднеюрских толщ (18 проб), залежей ахской (34 пробы), танопчинской (19 проб) и яронгской (3 пробы) свит нижнего мела. Исследовано распределение высокомолекулярных нормальных и изопреноидных алканов, насыщенных полициклических УВ-биомаркеров (стераны, терпаны), ароматических (фенантрены, моно- и триароматические стероиды) и тиофеновых (дибензотиофены) соединений.

[1] © А. И. Бурухина, 2026
Работа выполнена в рамках проекта ФНИ № FWZZ-2026-0043

Геохимическая информативность параметров н-C_{17}/н-C_{27}, TAR и I_{TC} [3, 4] ограничена в связи с развитием в осадочных толщах полуострова Ямал фазово-ретроградных процессов. В связи с этим диагностика фациально-генетического типа материнского ОВ УВ-флюидов района исследования проводилась преимущественно по распределению насыщенных (стераны C_{29}/C_{27}) и моноароматических стероидов (МАС C_{29}/C_{27}) разного молекулярного веса (Рисунок). На этой основе определена генетическая связь большинства нафтидов из залежей ахской свиты ($K_{1b\text{-}h}$) с аквагенным ОВ. При этом производные планктоногенного ОВ концентрируются в этом интервале разреза преимущественно в залежах на юге района исследования. На севере полуострова Ямал в залежах ахской свиты, напротив, диагностируются отдельные нафтиды, компонентный состав которых указывает на их формирование при участии террагенного ОВ. Происхождение за счет ОВ, связанного в основном с морскими биопродуцентами, определено также для большинства нефтей (Новопортовское, Нейтинское, Сядорское) из юрского интервала разреза. Преимущественно террагенным ОВ, в соответствии с составом высокомолекулярных УВ (см. рис), генерированы нафтиды из танопчинских залежей ($K_{1h\text{-}a}$), а также конденсаты из среднеюрских. Для проб, отобранных из залежей яронгской свиты (K_{1al}), диагностируется происхождение за счет разнотипного ОВ: преимущественно террагенного – конденсаты Южно-Тамбейского месторождения; аквагенного – нефть Новопортовского.

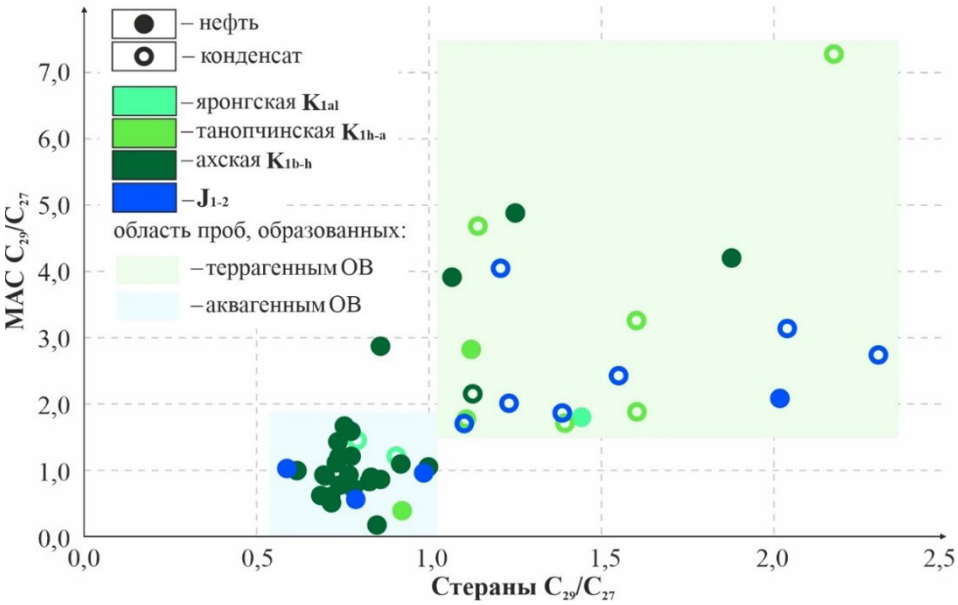


Рисунок. Генетическая типизация нефтей и конденсатов Ямальской НГО по составу насыщенных и ароматических стеранов

Для реконструкции условий накопления нефтематеринского ОВ использованы показатели адиантан/гопан C_{30}, стераны βα/(ββ + αα). Согласно полученным значениям (0,22–0,89, ср. знач. 0,45; 0,36–1,79, ср. знач. 1,02), все нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), генерировавшие изученные нафтиды, имеют терригенный состав и накапливались в бассейне с нормальной соленостью вод. Вместе с тем, исходя из величин хорошо коррелирующих между собой параметров пристан/фитан и ∑ДБТ + МДБТ/∑Ф + МФ формирование этих отложений происходило при разных окислительно-восстановительных условиях среды. В общем случае, за исключением единичных проб, для исходного ОВ нефтей из скоплений в юрском интервале разреза и ахской свите определен слабо/умеренно восстановительный режим седиментации и диагенеза (пристан/фитан 1,13–2,58, ср. знач. 1,84), а для материнского ОВ большинства конденсатов коллекции и единичных нефтей (залежи танопчинской свиты), напротив, – бóльшая активность свободного кислорода в придонном слое вод и субокислительные обстановки (пристан/фитан 1,14–4,64, ср. знач. 2,74).

Зрелость исходного ОВ нефтей и конденсатов района исследования оценивалась по распределению высокомолекулярных насыщенных и ароматических соединений (стераны C_{29}

ββ(20S + 20R)/αα20R, стераны C_{29} ββ/(ββ + αα), Ts/Tm, MPI-1, ТАСИ). В среднем по комплексу рассмотренных термокаталитических показателей сделано заключение об образовании изученных УВ-флюидов как из юрских, так и меловых толщ за счет зрелого ОВ в условиях главной зоны нефтеобразования [3].

На основе данных о распределении нормальных и изопреноидных алканов (н-алканы/ациклические изопренаны < 5,0; $К_{изо}$ < 1,0; наличие высокого «нафтенового горба» на ГЖХ-хроматограммах) диагностировано воздействие процессов бактериальной деструкции на УВ-состав нефтей и конденсатов из залежей танопчинской и яронгской свит, а на Новопортовском месторождении, также, ахской и малышевской свит.

Таким образом, исходя из данных о составе высокомолекулярных аренов и УВ-биомаркеров, в мезозойских толщах Ямальской НГО сконцентрированы нефти и конденсаты, генерированные из нескольких источников – НГМТ, обогащенных зрелым ОВ разного фациально-генетического типа. От аквагенного ОВ, предположительно баженовской свиты, УВ-состав унаследовали нефти ахской свиты и юрских толщ, от террагенного ОВ нижнесреднеюрских толщ – конденсаты из залежей танопчинской свиты и среднеюрского интервала разреза. Кроме того, в УВ-скоплениях Ямальской НГО, расположенных на небольших глубинах (< 2220 м, $Т_{пл}$ < 70 °С), нефти и конденсаты подвержены влиянию процессов биодеградации.

Список литературы:

1. Конторович В.А., Бурштейн Л.М. Современное состояние и ресурсный потенциал Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Бурение и нефть. – 2025. – № 12 – С. 3–11.

2. Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2050 года / Распоряжение Правительства Российской Федерации от 11 июля 2024 г. № 1838-р

3. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide – Cambridge : Cambridge University Press, 2005. – 704 p.

4. Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Конторович А.А., Кринин В.А., Ларичев А.И., Ли Г., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Фрадкин Г.С., Хоменко А.В. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40, № 11. – С. 1676–1693.

УДК 553.981/982.044
DOI 10.48612/sibprint/uzu6-bmmp-f555 https://doi.org/10.48612/sibprint/uzu6-bmmp-f555

Мезозойская тектоника Сибирской платформы: роль в миграции и аккумуляции углеводородов[1]

М. М. Буслов

Институт геологии и минералогии им. В. С. Соболева СО РАН, Новосибирск

Аннотация. В мезозое в результате формирования Монголо-Охотского и Верхоянского коллизионных орогенов по южному и восточному обрамлениям Сибирской платформы произошла повсеместная крупная литосферная складчатость, выраженная в формировании выступов и антеклиз, синеклиз и прогибов, а также складчато-надвигово-поддвиговые деформации ее окраин, которые контролируют миграцию и аккумуляцию углеводородов.
Ключевые слова: Тектоника, геодинамика, мезозой, Сибирская платформа, Монголо-Охотский ороген, Верхоянский ороген, надвигово-поддвиговые деформации, углеводороды.

Mesozoic Tectonics of the Siberian Platform: Role in Hydrocarbon Migration and Accumulation

M. M. Buslov

Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, Novosibirsk

Abstract. In the Mesozoic, as a result of the formation of the Mongol-Okhotsk and Verkhoyansk collisional orogens along the southern and eastern margins of the Siberian platform, widespread large-scale lithospheric folding occurred, expressed in the formation of protrusions and anteclises, syneclises and troughs, as well as fold-thrust-underthrust deformations of its margins, which control the migration and accumulation of hydrocarbons.
Keywords: Tectonics, geodynamics, Mesozoic, Siberian platform, Mongol-Okhotsk orogen, Verkhoyansk orogen, thrust-underthrust deformations, hydrocarbons.

Введение. Определение мощности эродированных отложений бассейнов и горных окружений является ключевой задачей в построении геодинамической модели их развития и напрямую влияет на качество и достоверность прогноза нефтегазонакопления. Масштабные проявления эрозия связаны с крупными тектоническими событиями, которые фиксируются формированием горных покровно-надвиговых складчатых сооружений по обрамлению платформ, проявлением структурно-тектонических этажей осадочного выполнения бассейнов, литосферной складчатости и надвигово- поддвиговыми деформациями в краевых частях. Согласно геологическим данным и проведенным палеореконструкциям [1] структурный план Сибирской платформы претерпевал существенные изменения на границах рифея-венда и девона-раннего карбона, и в кайнозое. В последнее время получены новые данные трекового датирования апатита (AFT), которые указывают на крупную мезозойскую историю формирования структуры платформы и складчатого обрамления. AFT датирование апатита активно применяется для выявления возраста и продолжительности формирования складчатых областей, региональных надвигов и крупных литосферных складок. Этот метод позволяет установить количественные параметры эрозии, взаимосвязи между ростом горных систем и осадконакоплением, восстановить возраст и скорость формирования горных поднятий, термальную историю осадочных бассейнов [2].

Результаты и обсуждение. Датирование пород Сибирского кратона и обрамляющих складчатый поясов методом AFT выявило [3-11] крупный мезозойских этап тектонической активизации, что отразилось с масштабной эрозии растущих поднятий в поздней юре–мелу

[1] © М. М. Буслов, 2026
Работа выполнена по государственному заданию ИГМ СО РАН (FWZN-2026-0018)

(~160-70 млн. лет). Поднятия возникли в результате коллизионных событий по южному и восточному обрамлениям Сибирской платформы, связанных с формированием Монголо-Охотского и Верхоянского орогенных поясов. Монголо-Охотский пояс сформировался при закрытии одноименного океанического бассейна и последующей коллизии Северо-Китайского континента (Амурского супертеррейна) с Сибирской платформой. На южной окраине платформы была сформирована Байкало-Патомская складчато-надвиговая структура, а в складчатом обрамлении – высокогорная область, соизмеримая с Гималаями, мощность мезозойской денудации в которой оценивается до 4-5 км [6,7]. Установлено, что структуры складчатого обрамления обтекают клиновидное окончание фундамента Сибирской платформы, расщепляясь с уровня средней коры на глубинах около 30 км (рисунок 1) [12].

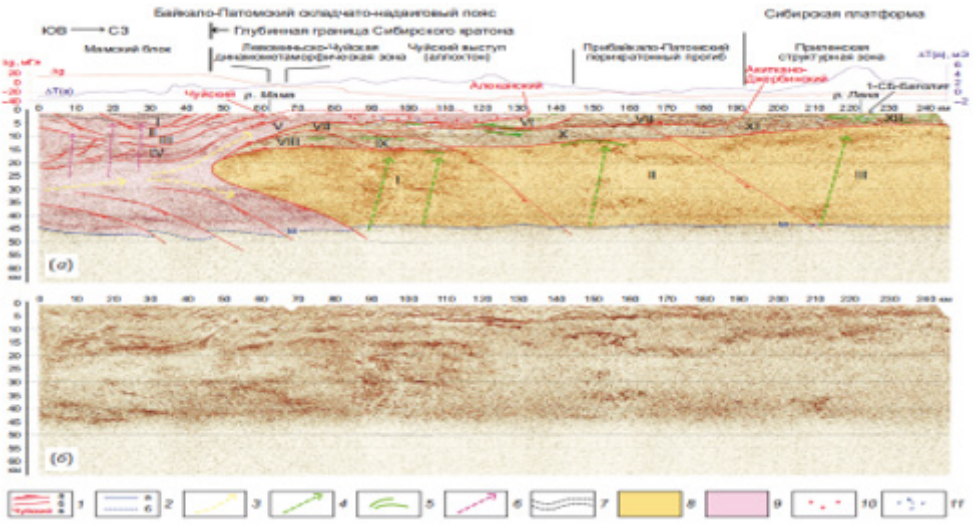


Рисунок 1. Глубинное строение юго-восточной окраины Сибирского кратона и пограничных структур Байкало-Патомского складчато-надвигового пояса (*а*) на основе сейсмического разреза МОВ-ОГТ (*б*) по фрагменту опорного геофизического профиля 1-СБ-Восточный [12]

Условные обозначения: 1 – тектонические границы: а – разделяющие крупные блоки и пластины (стрелка показывает направление смещения вдоль разломов), б – прочие, в – названия основных разломов; 2 – положение границы М: а – выделенная и б – предполагаемая; 3 – направления тектонического транспорта; 4 – направления восходящих потоков флюидов и основных расплавов над зонами активизации мантии; 5 – тела габброидов; 6 – колонны дезинтеграции пород, связанные с вращательным эффектом сдвиговых дислокаций; 7 – элементы складчатой структуры, выделяемые по сейсмическим данным; 8 – комплексы фундамента кратона, цифрами обозначены номера блоков; 9 – комплексы Мамского блока, цифрами обозначены номера пластин; 10 – зоны развития гранитоидов; 11 – зоны локализации флюидов и возможные пути их миграции.

Верхние тектонические пластины Патомского складчато-надвигового пояса, имеющие мощность до 20 км, надвинуты на платформу, а нижние пластины пододвинуты до глубин около 45 км, формируя клинообразную структуру. Байкало-Патомский складчато-надвиговый пояс протяженностью более 1.2 тыс. км перекрывает дислацированные в краевой части рифейско-кембрийские нефтегазоматеринские толщи Предпатомского бассейна, в пределах которого выделяются Прибайкало-Патомский перикратонный прогиб и Непско-Батуобинская синиклиза [13]. Суммарные амплитуды горизонтального смещения аллохтона достигают многих десятков километров, а ширина дислокаций рифейско-вендских отложений Предпатомского прогиба составляет около 200 км. Основные особенности геологического строения дислацированных рифейско-кембрийских толщ Предпатомского прогиба определяются сгруживанием компетентных толщ верхневендско-нижнекембрийских карбонатов с формированием дуплексных структур, включающих месторождения углеводородов [14]. Основной объем нефтегазовых месторождений приурочен к Непско-Батуобинская синиклизе, которая осложнена

надвиговыми структурами, а современное положение месторождений является результатом их возможного переформирования за счет миграции и аккумуляции углеводородов [13].

Предполагается [15], что на восточной окраине платформы в среднем девоне–раннем карбоне существовал Оймяконский океанический бассейн, отделяющий крупные континентальные блоки: докембрийские Колымо-Омолонский и Охотский кратонные террейны. В пределах океанического бассейна и на окраине платформы накапливались отложения верхоянского терригенного комплекса Предверхоянского перикратонного прогиба. Он выполнен мощными до многих км отложениями верхнего палеозоя – юры платформенного типа и мощными (до 4-5 км) тонкообломочными угленосными толщами нижнего и верхнего мела. Кардинальная перестройка структуры региона связана с закрытием Оймяконского океанического бассейна с поздней юры до конца мела. Закрытие бассейна привело к коллизии окраины платформы с Колымо-Омолонским и Охотским кратонными террейнами, приведшей к образованию Верхоянского орогенного пояса, который надвинулся на перикратонный прогиб. В вертикальном сечении окончание фундамента платформы имеет форму клина, который расщепляет кору Верхоянским складчато-надвиговым поясом на глубинах около 30 км с надвиганием ее верхней части на осадочный чехол платформы и пододвиганием нижней части до глубин около 60 км, сложенной комплексами океанической коры, под ее фундамент (рисунок 2) [16].

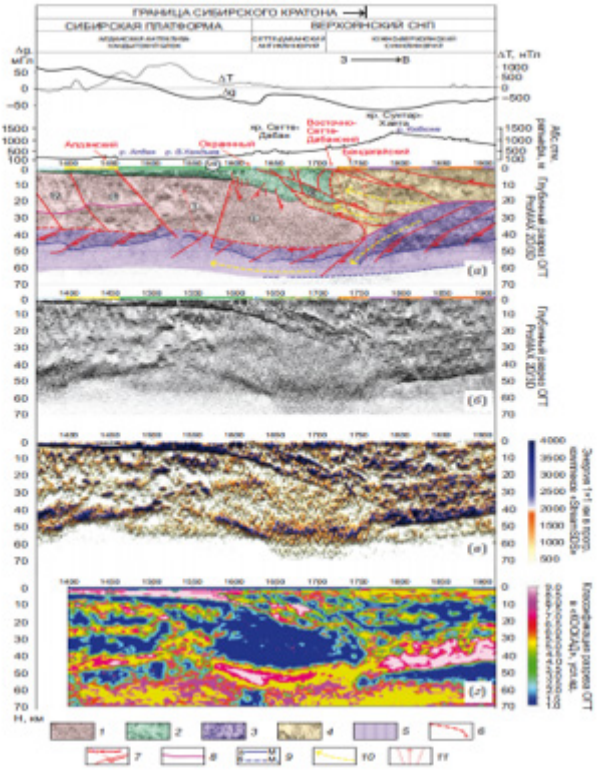


Рисунок. 2. Глубинное строение юго-восточной окраины Сибирского кратона (платформы) и Южного Верхоянья по профилю 3-ДВ (*а*) на основе: сейсмического разреза ОГТ (*б*), разреза суммарной энергии (*в*) и классификации динамических характеристик разреза ОГТ (*г*) [16]

Условные обозначения: 1–4 – геодинамические комплексы: Сибирского кратона: 1 – фундамент (римские цифры – номера блоков), 2 – чехол (Д –дуплекс с клиновидным вдвигом); Верхоянский складчато-надвиговый пояс: 3 – основание, сложенное океаническими комплексами, 4 – складчатый верхоянский терригенный комплекс; 5 – трансформированные комплексы нижней коры пояса, нарастившие фундамент Сибирского кратона; 6 – тектонические границы кратона; 7 – межблоковые разломы ВСНП, направления смещения по ним и названия; 8 – нижняя граница волновода; 9 – границы М (а) и М1 (б); 10 – направления тектонического транспорта; 11 – зоны интенсивной переработки коры. VR – реперный опорный горизонт

Выделяются три этапа формирования Верхоянского орогенного пояса в позднем мезозое, основанных в том числе и данных AFT. Ранний этап, около 160 млн лет, фиксирующий начало надвигообразования, синхронен с заклиниванием зоны субдукции Уяндино-Ясачненской дуги Колымо-Омолонским кратонным террейном, в которую погрузилась кора Оймяконского океанического бассейна. Средний этап – складчатости и надвигообразования – в интервале 130–115 млн лет совпадает с коллизией Охотского кратоного террейна с Сибирской платформой. Поздний этап надвигообразования проявился в период 92–67 млн лет и совпадает с коллизией Охотоморской плиты, которая заклинила зону субдукции под Восточно-Азиатской активной континентальной окраиной [16].

Как для южной [2], так и для восточной [16] окраин Сибирской платформы характерна уникальная надвигово-поддвиговая клинообразная глубинная структура. Она сформирована коллизиями с Северо-Китайским континентом (Амурским супертеррейном), Омолонским и Охотским кратонными террейнами, в результате которых осадочных чехол платформы преобразуется в сложные покровно-надвиговые и купольные структуры, а под фундамент платформы до глубин 60–45 км погружается кора океанического или переходного типов, что приводит к массовому формированию гидротермальных растворов и повышению температурного градиента, в том числе в нефтегазоматеринских породах. В краевых частях платформы формируется веерные зоны трещиноватости и повышенной миграции и аккумуляции углеводородов, связанные с изгибом и погружением окраины фундамента кратона под тяжестью накопившихся осадков и давлением покровно-надвиговых структур. В результате мезозойских коллизий Сибирская платформа претерпела крупную литосферную складчатость с формирование антеклиз, синеклиз и поднятий и мощную эрозию.

В работе [9] представлены результаты AFT из керна скважин, вскрывших кровлю кристаллического фундамента Сибирской платформы в Непско-Ботуобинской антеклизе. Полученные трековые возрасты образуют два мезозойских кластер: 1) поздний триас–ранняя юра (230–180 млн лет) и 2) конец поздней юры – ранний мел (150–120 млн лет). Мощность эрозии оценивается до 3–4 км. Позднетриасово–раннеюрский кластер совпадает с большей частью трековых возрастов, полученных по породам Анабарской антеклизе, расположенной в северной части платформы [10]. Здесь мощность эрозии оценивается до 3 км. AFT датировки маркируют региональный этап воздымания и крупной эрозии на всей Сибирской платформе, который проявился синхронно с воздыманием Таймыра и надвиганием его на Енисей- Хатангский прогиб [11]. Здесь AFT датировки эрозии группируются в диапазоне 195–180 и 125–115млн. лет, мощность оценивается до 3-4 км. Позднеюрско-раннемеловые AFT датировки эрозии пород Сибирской платформы отражают заключительный этап коллизии с ней Северо-Китайского континента, Омолонского и Охотского кратонных терейнов [3-11].

Заключение. В мезозое в результате формирования Монголо-Охотского и Верхоянского коллизионных орогенов по южному и восточному обрамлениям Сибирской платформы произошла повсеместная крупная литосферная складчатость, выраженная в формировании выступов и антеклиз, синеклиз и прогибов, а также складчато-надвигово-поддвиговые деформации ее окраин, которые контролируют миграцию и аккумуляцию углеводородов.

Список литературы:

1. Сауткин Р.С., Ступакова А.В., Краснова Е.А. и др. Формирование месторождений нефти и газа древних нефтегазоносных бассейнов (Восточная Сибирь) // Георесурсы, 2025, т. 27, №2, с. 161–173.

2. Kohn B.P., Gleadow A.J.W., Brown R.W. et al. Vizualizing thermotectonic and denudation histories using apatite fission-track thermochronology // Rev. Miner. Geochem, 2005, v. 58, p. 527–565.

3. De Grave, J., De Pelsmaeker, E., Zhimulev, F.I. et al. Meso-Cenozoic building of the northern Central Asian Orogenic Belt: thermotectonic history of the Tuva region. Tectonophysics, 2014, v.621, p.44-59.

4. Glorie, S., De Grave, J., Zhimulev, F.I., Buslov, M.M. et al. Structural control on Meso-Cenozoic tectonic reactivation and denudation in the Siberian Altai: insights from multi-method thermochronometry. Tectonophysics, 2012, v.544-545, p.75-92.

5. Jolivet, M., Ritz, J.-F, Vassallo, R., Larroque, C. et al. Mongolial summits: an uplifted, flat, old but still preserved erosion surface. Geology, 2007, v.35, p.871-874.

6. Травин А.В., Буслов М.М., Бишаев Ю.А. и др. Тектонотермическая эволюция Забайкалья в позднем палеозое-кайнозое: термохронология Ангаро-Витимского гранитойдного батолита // Геология и геофизика, 2023, т.64(9), с.1303-1317.

7. Buslov Mikhail M., Kulikova Anna V., Sklyarov Evgenii V., Travin Alexei V. Mesozoic Tectonothermal Evolution of the Zagan Metamorphic Core Complex in Western Transbaikalia: $^{40}Ar/^{39}Ar$ and FTA Dating// *Lithosphere,*2024, lithosphere_2023_306.

8. Малышев С.В., Худолей А.К., Гласмахер У.А., Казакова Г.Г., Калинин М.А. Определение этапов формирования юго-западной части Верхоянского складчато-надвигового пояса по данным трекового датирования апатитаи циркона // Геотектоника, 2018, №6. С. 55–68.

9. Багдасарян Т.Э., Гайдук А.В., Хубанов В.Б., Латышев А.В., Веселовский Р.В. Первые результаты трекового датирования апатита с применением LA-ICP-MS из кровли фундамента Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская антеклиза) //Доклады Российской академии наук. Науки о Земле, 2023, т.51, № 2, с. 39–43.

10. Мышенкова М.С., Зайцев В.А., Томсон С. и др. Термальная история Гулинского плутона (север Сибирской платформы) по результатам трекового датирования апатита и компьютерного моделирования // Геодинамика и тектонофизика, 2020, т. 11 (1), с. 75–87.

11. Khudoley A.K., Verzhbitsky V.E., Zastrozhnov D.A., et al. Late Paleozoic – Mesozoic tectonic evolution of the Eastern Taimyr-Severnaya Zemlya Fold and Thrust Belt and adjoining Yenisey-Khatanga Depression // Journal of Geodynamics, 2018,v.119,p. 221–241.

12. Kungurtsev L.V., Goshko E.Yu., Buslov M.M., Liseikin A.V. Deep-Seated Boundary Structures of the Siberian Craton and the Baikal-Patom Fold-And-Thrust Belt in the Cross-Section of the 1-SB-Vostochny Profile and Its Continuation Along the Vitim River// Geodynamics & Tectonophysics, 2025, v 16 (5): 0848.

13. Конторович А.Э. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Непско-Ботуобинский регион, Новосибирск, 1994, 76 с.

14. Misyurkeeva N.V., Vakhromeev A.G., Agafonov Yu.A., Buddo I.V., 2026. Role of Thrust Tectonics in Formation of Hydrocarbon and Hydromineral Deposits in the Siberian Craton – Central Asian Fold Belt Transition Zone// Geodynamics & Tectonophysics 17 (2): 0881.

15. Парфенов Л.М.,Берзин Н.А.,Ханчук А.И. Модель формирования орогенных поясов Центральной и Северо-Восточной Азии //Тихоокеанская геология,2003,т.22,№ 6,с. 7–41.

16. Kungurtsev L.V., Goshko Ye.Yu., Buslov M.M. Southeastern Margin of the Siberian Craton – Deep Structure and Late Mesozoic Geodynamics // Geodynamics & Tectonophysics, 2026, v. 17 (2): 0882.

УДК 550.4.02
DOI 10.48612/sibprint/h14d-mhvr-xk75 https://doi.org/10.48612/sibprint/h14d-mhvr-xk75

Органический природный водород – данные аналитического пиролиза доманикового керогена[1]

Д. А. Бушнев, Н. С. Бурдельная

Институт геологии Коми НЦ УрО РАН им. Н. П. Юшкина, Сыктывкар

Аннотация. Катагенез ископаемого органического вещества приводит к образованию широкого спектра углеводородных и неуглеводородных продуктов, в том числе газов. Интерес к поискам природного водорода обусловил проведение исследований его источников в недрах. В опубликованной литературе показывается, что при высоких стадиях термической зрелости органического вещества происходит генерация свободного водорода. Наши пиролитические исследования природной выборки керогенов доманиково-турнейского комплекса Тимано-Печорской провинции свидетельствуют за подчинение реализации потенциала H_2 в катагенезе кинетическим закономерностям.

Ключевые слова: кероген, пиролиз, природный водород

Natural organic hydrogen – data from analytical pyrolysis of domanik kerogen

D. A. Bushnev, N. S. Burdelnaya

Yushkin Institute of Geology Komi SC UB RAS, Syktyvkar

Abstract. The maturation of fossil organic matter leads to the formation of a wide range of hydrocarbons and non-hydrocarbons, including gases. Interest in the search for natural hydrogen has led to studies of its sources in the subsurface. Published literature shows that free hydrogen is generated at advanced stages of thermal maturity of organic matter. Our pyrolytic studies of a natural sample set of kerogens from the Domanik-Tournaisian complex of the Timan-Pechora province demonstrate that the realization of H_2 potential during thermal evolution is governed by kinetic principles.

Keywords: kerogen, pyrolysis, natural hydrogen

Введение. С 1 августа 2023 природный водород включен в «Общероссийский классификатор полезных ископаемых и природных вод ОК 032-2002». При этом факт существования природных газов, весьма обогащенных водородом, известен давно (Молчанов, 1981). В настоящее время рассматривается ряд основных механизмов его образования в недрах. Среди них окисление водой железа (II) при серпентинизации, радиолиз воды, механохимические реакции (Молчанов, 1981; Milkov, 2022). Ископаемое органическое вещество также содержит водород и может продуцировать газообразный H_2 в соответствующих условиях (Milkov, 2022), хотя совсем недавно это было не очевидно (Zgonnik, 2020). Процесс образования природного водорода органическим веществом исследован не полностью, есть много вопросов, касающихся взаимоотношения результатов лабораторного пиролиза в открытой системе и природного термического созревания, корректности кинетических характеристик генерации свободного H_2.

Результаты. Судя по немногочисленным опубликованным кинетическим характеристикам образования газообразного водорода, пик образования водорода в естественной среде должен приходиться на интервал температур 200-300 °C (Horsfield et al., 2022; Moretti et al., 2024). Что соответствует 2.5-3.5 % величины VR_o (Mahlstedt et al., 2022) или достигает 4.4 EASY%Ro согласно расчётам по кинетической характеристике образования H_2, предлагаемой в (Moretti et al., 2024). Примерно подобный температурный интервал характерен для зоны водородообразования в зоне субдукции Нанкайского желоба (Suzuki et al., 2024).

[1] © Д. А. Бушнев, Н. С. Бурдельная, 2026

Работа выполнена в рамках госзадания ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН.

Для исследования динамики реализации потенциала образования газообразного водорода в катагенезе была сформирована коллекция препаратов керогена, выделенных из пород доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции широкого диапазона градаций термической зрелости. Диапазон от границы $ПК_3$-$МК_1$ (обн. р. Чуть) до АК (обн. р. Малая Уса). Учитывая отсутствие витринита в доманиковых породах и недостоверную на высоких градациях катагенеза корреляцию между отражательной способностью битуминита и витринита, в качестве основного маркера термической зрелости мы рассматриваем данные элементного состава, а именно отношение H/C. Его снижение в катагенезе хорошо задокументировано для различных типов ископаемого органического вещества (Баженова, 2020; Фомин, 2011). В качестве дополнительного критерия оценки зрелости ископаемого органического вещества мы принимали данные пиролиза Rock-Eval. Экспериментальные исследования образования водорода при пиролизе проводились в ступенчатом варианте при двух номинальных температурах: 800 и 900 °C. То есть образец керогена подвергался пиролизу при 800 °C, а затем остаток нагревался при 900 °C. Состав образовавшихся газов исследовался методом газовой хроматографии с применением насадочной колонки с молекулярными ситами 5А, газ-носитель – гелий. Зависимость суммарного выхода H_2 и отношение его выходов при пиролизе 800 и 900 °C от элементного состава керогена представлена на рис. 1 и 2.

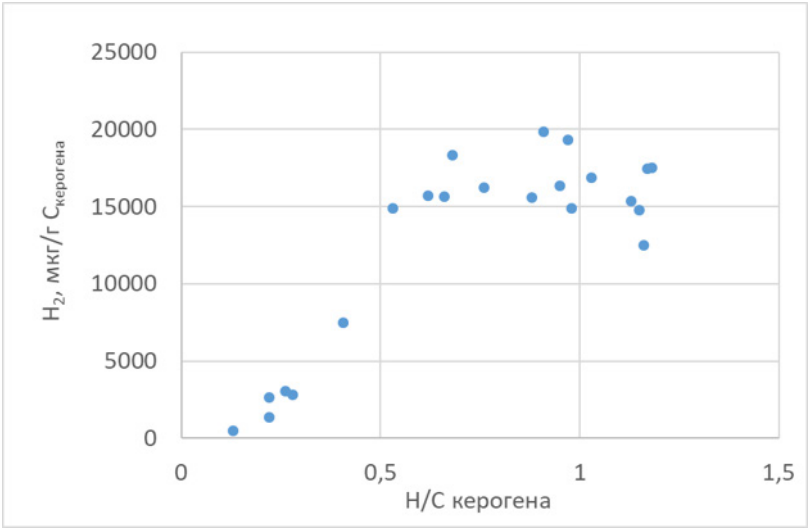


Рисунок 1. Зависимость суммарного выхода пиролитического водорода (800 и 900°C) от величины отношения H/C керогена доманиково-турнейских отложений Тимано-Печорской провинции

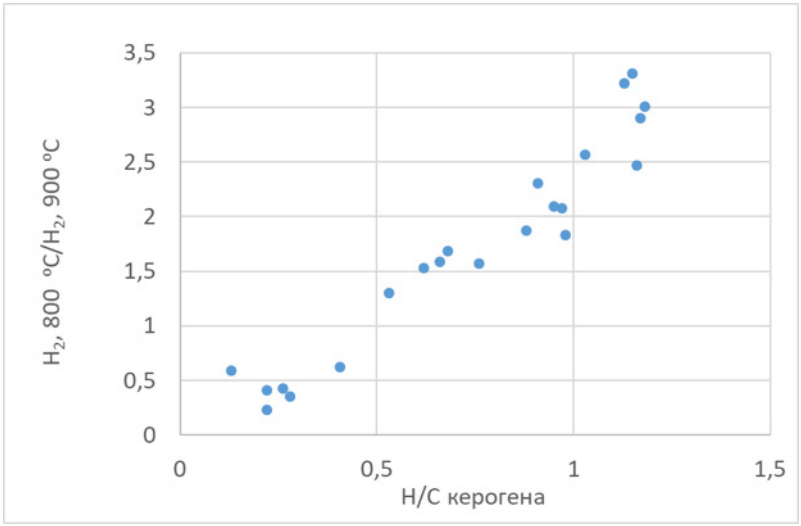


Рисунок 2. Зависимость отношения выхода пиролитического водорода при 800°C к его выходу при 900°C от величины отношения H/C керогена при ступенчатом нагреве

Лабораторный пиролиз керогена приводит к образованию газообразного водорода, при этом рост термической зрелости органического вещества влияет на выход H_2 в ступенчатом пиролизе таким образом, что рост катагенеза увеличивает отношение выхода H_2 при 900 °С к его выходу при 800 °С. Наиболее выраженное снижение суммарного остаточного потенциала образования пиролитического H_2 происходит при понижении величины H/C керогена ниже 0.5. Полученные результаты дополняют данные о кинетике водородообразования при пиролизе в условиях линейного роста температуры пиролизёра, которые позволили получить кинетические характеристики для образования водорода в лабораторных условиях (Mahlstedt et al., 2022; Horsfield et al., 2022; Moretti et al., 2024). Подчинение процесса реализации потенциала водородообразования керогеном в катагенезе кинетическим закономерностям говорит в пользу возможности применения по отношению к водороду терминологии аналогичной применяемой в осадочно-миграционной теории происхождения нефти, а именно: «водородоматеринское органическое вещество»; «водородоматеринская порода»; «водородоматеринская толща»; «главная фаза водородообразования»; «главная зона водородообразования».

Список литературы:

1. Horsfield, B., Mahlstedt, N., Weniger, P., Misch, D., Vranjes Wessely, S., Han, S., Wang, C. (2022) Molecular hydrogen from organic sources in the deep Songliao Basin, P.R. China. International Journal of Hydrogen Energy 47 (2022) 16750 16774.

2. Mahlstedt, N., Horsfield, B., Weniger P., Misch, D., Shi, X., Noah, M. and Boreham, C.J. (2022) Molecular hydrogen from organic sources in geological systems. Journal of Natural Gas Science and Engineering 105, 104704

3. Moretti I., Bouton N., Ammouial J., Carrillo Ramirez A. The H_2 potential of the Colombian coals in natural conditions // International Journal of Hydrogen Energy 77 (2024) 1443–1456

4. Suzuki N., Koike K., Kameda J., Kimura G. (2024). Thermogenic methane and hydrogen generation in subducted sediments of the Nankai Trough. Commun. Earth Environ. 5 (97).

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

6. Баженова Т. К. Основы региональной органической геохимии. – М.: ГЕОС, 2020. – 120 с.

7. Zgonnik V. The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review // Earth-Science Reviews 203 (2020) 103140

8. Milkov A. V. Molecular hydrogen in surface and subsurface natural gases: Abundance, origins and ideas for deliberate exploration // Earth-Science Reviews 230 (2022) 104063\

9. Молчанов В. И. Генерация водорода в литогенезе. – Новосибирск: Наука, 1981 г. – 142 с.

УДК 552.1:552.3:552.5:553.982.2
DOI 10.48612/sibprint/6avn-epdp-mtnv https://doi.org/10.48612/sibprint/6avn-epdp-mtnv

Особенности строения и перспективы нефтегазоносности доюрского породного комплекса в северо-восточной части Карабашской нефтегазоперспективной зоны (по данным бурения параметрической скважины Заозерная)[1]

А. В. Владимиров

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, Москва

Аннотация. В работе на основе обобщения результатов скважинной геофизики и литолого петрографических исследований пород доюрского комплекса Заозерной параметрической скважины выявлены наиболее перспективные интервалы разреза, способные являться резервуарами УВ в северо-восточной части Карабашской нефтегазоперспективной зоны. Предложены направления дальнейших исследований данных породных комплексов с целью выявления территорий, характеризующихся повышенными перспективами обнаружения преобразованных эффузивов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, содержащими промышленные скоплений УВ.
Ключевые слова: параметрическая скважина, эффузивный породный комплекс, фильтрационно-емкостные свойства, Карабашская нефтегазоперспективная зона, доюрский породный комплекс.

Features of the structure and prospects of oil and gas potential of the pre-Jurassic rock complex in the northeastern part of the Karabash oil and gas prospective zone (according to the drilling data of the Zaozernaya parametric well)

A. V. Vladimirov

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow

Abstract. Based on the results of well-logging geophysics and lithological-peti-ographic studies of the rocks of the pre-Jurassic complex of the Zaozernaya parametric well, the most promising intervals of the section that can serve as hydrocarbon reservoirs in the northeastern part of the Karabash zone have been identified. The paper proposes directions for further research of these rock complexes in order to identify areas with increased prospects for detecting transformed effusives with improved filtration and capacity properties that contain industrial accumulations of hydrocarbons.
Keywords: parametric well, effusive rock complex, filtration and capacity properties, Karabash oil and gas prospective zone, pre-Jurassic rock complex.

Изучение пород доюрского комплекса (ДЮК) на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) началось с середины 50-х годов прошлого столетия по результатам Шаимской скв. 1, вскрывшей отложения этого возраста на глубине 1700 м.

В настоящее время отложения ДЮК на территории Западно-Сибирской НГП вскрыты более чем 4770 скважинами. В то же время, на территории Карабашской зоны свыше 240 скважин вскрыли отложения этого возраста. Здесь породные комплексы ДЮК были впервые встречены на глубине 2500 м при бурении скважины Ендырская 1 в 1977 году и можно считать, что с этого момента началось изучение геологического строения комплексов возрастом старше, чем нижнеюрский, в данном районе. При этом, известно, что из пробуренных более чем 240 скважин, вскрывших отложения доюрского возраста, большая часть (150 скв.) вскрыли данные отложения на глубину менее 50 м, 55 скважин вскрыли изучаемый породный комплекс на глубину от 50 до 100 ми лишь 35 скважин вскрыли эти отложения на глубину более 100 метров. Данная статистика позволяет оценить уникальность параметрической Заозерной скважины, пробуренной в пределах одноименной площади, для изучения пород доюрского комплекса,

[1] © А. В. Владимиров, 2026

вскрывшей его на глубину 243 метра с полным непрерывным по всей глубине его залегания отбором керна. Именно керновый материал, характеризующий особенности строение доюрского основания на глубину более 200 метров, позволит, на наш взгляд, в дальнейшем, сделать более обоснованные выводы об истории формирования данного породного комплекса в доюрскую эпоху в этом районе и по новому оценить перспективы его нефтегазоносности.

Согласно Постановлению МСК, с определённой долей условности, отложения Заозерной площади можно отнести к Красноленинскому структурно-формационному району (СФР) [1]. В то же время, при районировании доюрского основания в пределах в Карабашской зоны некоторыми авторами выделено 9 структурно-формационных зон (СФЗ) и рассматриваемая нами Заозерная площадь находится в пределах Урайской СФЗ, которая представлена преимущественно терригенно-сланцевыми комплексами среднего и верхнего палеозоя [2].

Граница ДЮК и тюменской свиты. Отложения ДЮК в пределах Заозерной площади перекрываются осадочными породными комплексами тюменской свиты. И, соответственно, нижняя граница отложений тюменской свиты, представленной аргиллитами послойно алевритистыми и алевритовыми, с редкими прослоями углей и верхняя граница доюрского основания уверенно проводится при изучении поднятого керна, а также и по данным ГИС на глубине 2757 метров – здесь происходит резкое увеличение показаний НГК, БК и МБК зондов, увеличение показаний индукционного каротажа.

Доюрский породный комплекс. Ниже вышеописанной границы (с глубины 2757 м) и до самого забоя Заозерной параметрической скважиной вскрыты эффузивные породы доюрского возраста, которые, согласно результатам литологических исследований, проведенных Апрелевским отделением ФГБУ ВНИГНИ, можно расчленить на 10 литологических подразделений (пачек), различающихся по структурно-текстурным особенностям строения и по литологическому составу. Последовательность залегания вышеупомянутых пачек и изменение их структурных и вещественных характеристик позволяет сделать вывод о том, что доюрский породный комплекс в этом районе сформирован в результате двух вулканогенных циклов средне-кислого (рио-дацитового) состава [3]. Комплекс эффузивных пород первого вулканогенного цикла залегает в интервале глубин 2757 – 2864,76 метров и подстилается туфами, сформированными в ходе второго вулканогенного цикла (глубины 2864,76- 3000 м).

Здесь следует заметить, что перспективы открытия скоплений УВ в эффузивных породах доюрского комплекса в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в целом и Карабашской нефтегазоносной зоне, в частности, связываются в первую очередь с интервалами, экспонированными в ходе истории их развития к дневной поверхности и перенёсшими вследствие этого воздействие интенсивных процессов физического выветривания с образованием площадных кор выветривания. В качестве примера можно привести залежь нефти на Молодежном месторождении, которая приурочена к коре выветривания, развитой по эффузивам кислого состава и их туфам.

Кроме того, формирование пустотного пространства (пор и каверн), способного вмещать промышленные скопления УВ в плотных эффузивных породах доюрского основания (изначально лишенных фильтрационно-емкостных свойств), возможно в результате метасоматических процессов, связанных с геодинамикой.

Исходя из вышеизложенного, наибольший интерес в разрезе ДЮК параметрической скважины Заозерная представляют эффузивные породы, залегающие в интервале глубин 2760-2762 м, представленные риодацитами (дациториолитами) светло-бежевого цвета, гипергенно-, палеотипно-, метасоматически измененными и туфы интервала 2864-2878 м послойно плотные, послойно кавернозные (рис.1), при этом в инт. 2866,72-2871,53 м кавернозность варьирует от 2 до 3-5%. Породы данных интервалов претерпели в своей геологической истории максимальное воздействие вторичных процессов (гипергенез, метасоматоз), характеризуются повышенными значениями ФЕС и могут выступать в качестве резервуаров УВ. При этом, следует отметить, что геологический объект интервала глубин 2864-2878 м, перспективно яв-

ляющийся пластом-коллектором вскрыт и охарактеризован керном в северо-восточной части Карабашской нефтегазоперспективной зоны **впервые.**

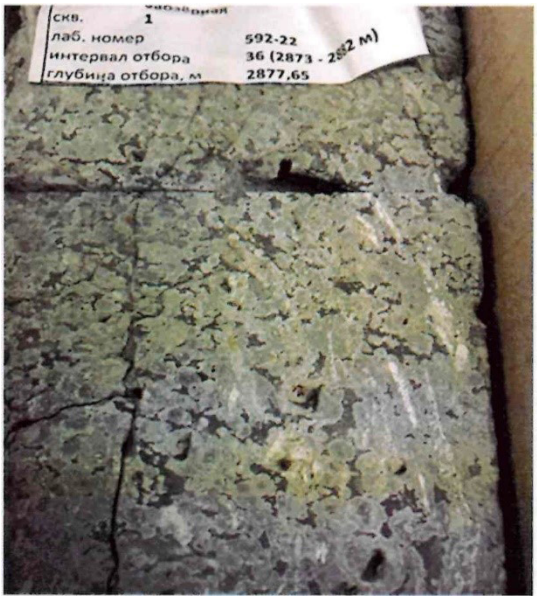


Рисунок 1. Кавернозность эффузивных пород второго вулканогенного цикла.

Таким образом в разрезе пород доюрского основания уверенно выделяются два породных комплекса, сформировавшиеся один за другим, при этом окончание формирования нижнего комплекса отделено от начала формирования второго комплекса достаточно продолжительным временным интервалом, в течении которого эффузивные породы нижнего комплекса экспонировались на дневную поверхность и претерпевали существенное воздействие процессов химического и физического выветривания с образованием достаточно мощной коры выветривания, мощность которой согласно по данным описания керна и результатов изучения пород в шлифах составляет 3-5 м.

Ввиду того факта, что доюрский породный комплекс в большинстве скважин рассматриваемого района вскрыт на глубину менее 50 метров, а где вскрыт, то слабо охарактеризован керном, важной задачей было определить – насколько уверенно выделяются и отделяются друг от друга эффузивные породы, сформированные в ходе двух вышеупомянутых вулканогенных циклов. Совместный анализ литолого-петрографических и каротажных данных показал, что эффузивы обоих вулканогенных циклов достаточно уверенно отделяются один от другого, что позволяет надеяться на прослеживание изменения их свойств и мощностей при корреляции скважин, пробуренных в изучаемом районе. В частности, эффузивы верхнего цикла характеризуются повышенными значениями радиоактивного каротажа (НГК, ННК-Т) и электрометрии (БК), в то время как в интервале залегания пород нижнего цикла показания этих видов каротажа существенно снижается.

Важной является задача картирования мощности эффузивного комплекса, отделяющего верхний гипергенно-изменённый объект от нижнего. Наибольшей перспективностью будут обладать зоны, где эта «перемычка» выклинивается и два объекта «сливаются», образуя кору выветривания увеличенной («сдвоенной») мощности.

Таким образом, если для юрских отложений тюменской свиты, перекрывающих породные комплексы ДЮК, зоны с наилучшими коллекторскими свойствами приурочены к делювиально-пролювиальным фациям, аллювиальным фациям речных русел, береговых валов и песков разливов, а также к прибрежно-морским дельтовым комплексам [4], то в породах доюрского основания такие зоны с повышенными значениями ФЕС следует искать в интервалах, претерпевших интенсивные вторичные (гипергенез и метасоматоз) воздействия.

Полученная в ходе бурения Заозерной параметрической скважины информация позволяет достаточно обосновано выделить здесь самостоятельную СФЗ, а вскрытый разрез считать

стратотипическим для отложений, имеющих доюрский возраст, в этом районе и рекомендовать признать данную скважину в качестве стратотипической.

Кроме того, высокая охарактеризованность керном интервала залегания ДЮК позволила выделить в отложениях нижнего вулканогенного цикла новый нефтегазоперспективный объект, характеризующийся повышенными значениями ФЕС и способный аккумулировать в себе запасы УВ.

Список литературы:

1. Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Вып.31. СПб.: 1999. 41 с. (МПР РФ; РАН; ВСЕГЕИ; МСК РФ).

2. Сажнова И.А., Иванов К.С., Кормильцев В.В., Федоров Ю.Н., Пономарев В.С. Структурно-формационные зоны доюрского основания западной части Западно-Сибирской платформы (в пределах ХМАО) // Литосфера, 2006. № 2. С. 176-180.

3. Сапьяник В.В., Найденов Л.Ф., Ахмедова А.Р., Гришина А.А., Девятов В.П., Любутина Е.В., Павлухин И.С., Петрова Н.В., Хилько АЛ., Шенбергер Н.А. Тектоноседиментационные и геохимические процессы как определяющий фактор прогноза нижне-среднеюрских угле-водородных систем в зоне сочленения Заозерного выступа и Ханты-Мансийской мегавпадины // Геология нефти и газа. – 2025. -№ 6. – С. 37-56

4. Мельников П.Н., Шиманский В.В., Варламов А.И., Танинская Н.В., Нугуманова А.А., Грислина М.Н., Низяева И.С., Шиманский С.В. Седиментационное моделирование и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Карабашской зоны// Геология нефти и газа. – 2025. -№ 6. – С. 7-36.

УДК 551.7 |621.2| (282.256.33)
DOI 10.48612/sibprint/rprx-fu54-877k https://doi.org/10.48612/sibprint/rprx-fu54-877k

Геологическое строение межсолевых продуктивных горизонтов кембрия Ангаро-Ленской ступени[1]

Э. С. Волгина[1,2], Л. Н. Константинова[2]

[1] *Новосибирский государственный университет*
[2] *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск*

Аннотация. Работа посвящена изучению геологического строения межсолевых продуктивных горизонтов нижнего кембрия Ангаро-Ленской ступени. В ходе исследования выполнен анализ данных глубокого бурения и опубликованных геологических материалов. Проведена корреляция разрезов скважин, уточнены границы распространения продуктивных горизонтов, построены структурные карты и карты толщин основных продуктивных пластов кембрия. Получены данные о закономерностях пространственного распределения келорского, бильчирского, биркинского, атовского, христофоровского и осинского горизонтов, а также об особенностях изменения их толщин и структурного плана.
Ключевые слова: Ангаро-Ленская ступень, нижний кембрий, межсолевые карбонатные горизонты, корреляция разрезов скважин.

Geological structure of the Cambrian inter-salt productive horizons of the Angara-Lena Steppe

E. S. Volgina[1,2], L. N. Konstantinova[2]

[1] *Novosibirsk State University*
[2] *Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk*

Abstract. The work is devoted to the study of the geological structure of the intersalt productive horizons of the Lower Cambrian of the Angara-Lena Step. During the study, the analysis of deep drilling data and published geological materials was performed. The correlation of well sections was carried out, the boundaries of the distribution of productive horizons were specified, and structural maps and maps of the thicknesses of the main productive Cambrian layers were constructed. The data obtained include information about the spatial distribution patterns of the Kello, Bilchir, Birka, Ata, Khristoforov, and Osa horizons, as well as the changes in their thicknesses and structural patterns.
Keywords: Angara-Lena Step, Lower Cambrian, intersalt carbonate horizons, correlation, structural maps, and thickness maps

Ангаро-Ленская ступень (АЛС) является одной из крупнейших нефтегазоносных областей южной части Сибирской платформы. Изучению межсолевых отложений кембрия на изучаемой территории в настоящее время придается важное значение. С одной стороны, эти отложения рассматриваются как возвратный объект разведки залежей газа, а с другой – как основной источник гидроминерального сырья. На территории Ангаро-Ленской НГО пробурено более 400 глубоких и около 200 колонковых скважин, однако систематизация и обобщение полученных материалов по межсолевым горизонтам остаются недостаточно полными.

Для кембрийских карбонатных горизонтов характерны значительные изменения их фильтрационно-емкостных свойств, что связано с различными фациальными условиями накопления отложений, историей тектонического развития, вторичными процессами формирования коллекторов. На изучаемой территории развиты также зоны аномально высокого пластового давления (АВПД), оказывающие негативное влияние на разработку месторождений. Значительный объем геолого-геофизических работ, выполненных в последние годы, позволил суще-

[1] Э. С. Волгина, Л. Н. Константинова, 2026
Работа выполнена при поддержке проекта НИР № FWZZ-2026-0045

ственно уточнить нефтегазоносность межсолевых отложений кембрия, однако многие аспекты пространственного распределения горизонтов остаются дискуссионными. В связи с этим актуальным является комплексный анализ геологического строения межсолевых продуктивных горизонтов с привлечением данных бурения и геофизических исследований.

Объектом исследования являются келорский, бильчирский, биркинский, атовский, христофоровский и осинский продуктивные горизонты кембрия Ангаро-Ленской ступени. Келорский горизонт выделяется в нижней части литвинцевской свиты, бильчирский приурочен к ангарской свите, биркинский соответствует объему булайской свиты, атовский и христофоровский прослеживаются в нижнебельской подсвите, осинский выделяется в объеме среднеусольской подсвиты [1, 2].

Целью работы являлось изучение особенностей геологического строения межсолевых продуктивных горизонтов кембрия Ангаро-Ленской ступени и уточнения их пространственного положения. Для достижения поставленной цели были систематизированы и проанализированы геологические и геофизические данные глубокого бурения, а также материалы сейсморазведочных работ. Основным этапом исследования являлась корреляция разрезов скважин, в ходе которой были уточнены границы продуктивных горизонтов и положение разделяющих их соленосных пачек. Структурные карты по кровлям продуктивных горизонтов, а также карты их толщин построены с применением метода регрессионного анализа для интерполяции данных и построения карт с последующей привязкой их к трёхмерным сеточным моделям по отражающим горизонтам H_1 (кровля литвинцевской свиты) и А (кровля осинского горизонта).

В результате проведенной корреляции установлено, что отдельные межсолевые продуктивные горизонты кембрия характеризуются неоднородным внутренним строением и неравномерным распространением по площади. Бильчирский горизонт отличается многопластовым строением (пласты $А_{2-1}$ – $А_{2-4}$); осинский включает два продуктивных пласта $Б_1$ и $Б_2$; биркинский (пласт $А_3$), атовский (пласт $А_4$) и христофоровский (пласт $А_5$) горизонты имеют однородное пластовое строение.

Построенные карты структурных поверхностей и изопахит по каждому горизонту позволили определить характер залегания продуктивных пластов и установить закономерности изменения их толщин. Установлено, что региональный структурный план территории характеризуется погружением в северо-западном направлении [1]. В восточной части исследуемой территории он осложнен рядом валообразных локальных поднятий, например, Жигаловским, Верхоленским валами [1, 3], с которыми связаны локальные положительные структуры: Балыхтинская, Тыптинская, Знаменская закартированы в пределах Жигаловского вала, а Нитикская, Верхоленская приурочены к Верхоленскому. Все валообразные структуры осложнены многочисленными разломами, наиболее крупные из которых протягиваются вдоль осевых частей валов. В зависимости от амплитуды валообразных поднятий на их вершинах происходило полное или частичное вымывание солей инфильтрационными водами, соответственно на этих участках отсутствовали соленосные флюидоупоры.

Анализ карт изопахит показал значительные изменения толщин межсолевых продуктивных горизонтов. Например, толщина келорского продуктивного горизонта изменяется от 15 до 150 м: минимальные значения отмечаются на отдельных участках северной и центральной частей территории, максимальные, превышающие 100 м, установлены в районе Христофоровской и Нитикской площадей (рис.).

Для остальных продуктивных горизонтов также установлены участки повышенных и пониженных толщин, связанные в основном с изменением палеорельефа на момент их формирования.

В результате проведенного исследования впервые построен и проанализирован единый согласованный набор структурных карт и карт толщин по шести продуктивным горизонтам (келорскому, бильчирскому, биркинскому, атовскому, христофоровскому, осинскому) в пределах Ангаро-Ленской ступени, позволяющий выявить закономерности пространственно-временного распределения ловушек углеводородов в разрезе. Основными критериями для их про-

гноза являются наличие трещинного карбонатного коллектора и соленосного флюидоупора. По типу ловушки углеводородов могут быть структурно-литологическими, структурно-тектоническими и рифогенными.

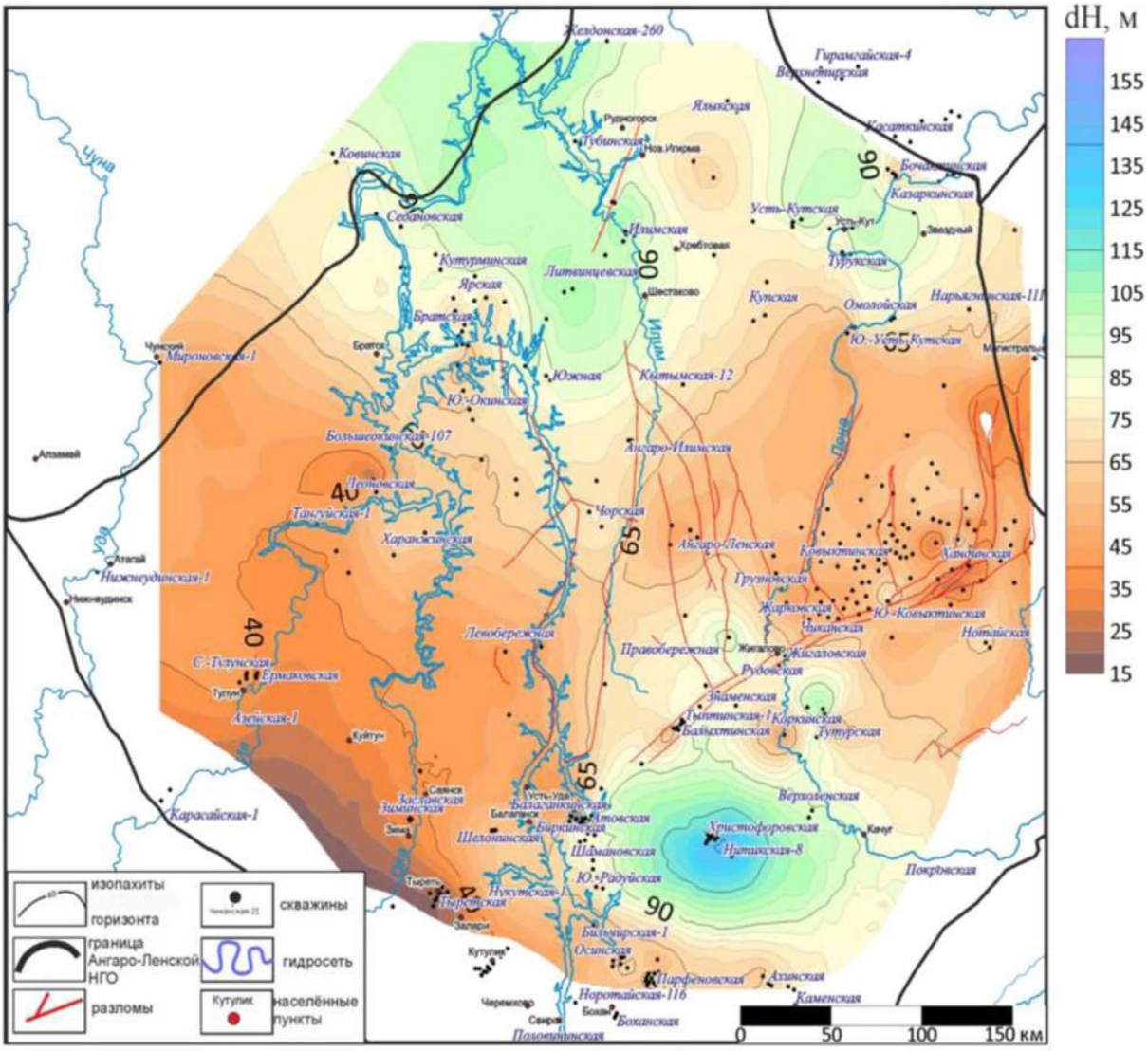


Рисунок. Карта изопахит келорского продуктивного горизонта

Список литературы:

1. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Иркутский нефтегазоносный бассейн. Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. Новосибирск: Наука, 1995, 192 с.

2. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009, 148 с.

3. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007, 467 с.

УДК 502.654:502.55:665.6(571.51)
DOI 10.48612/sibprint/bk7b-7ug7-dvur https://doi.org/10.48612/sibprint/bk7b-7ug7-dvur

Особенности биоремедиации нефтезагрязненных почв севера Красноярского края[1]

Ю. С. Глязнецова[1], О. С. Львова[1], Н. И. Попова[1], Н. Н. Чербакова[2]

[1] Институт проблем нефти и газа Якутского НЦ СО РАН, Якутск
[2] НИИ сельского хозяйства и экологии Арктики Красноярского НЦ СО РАН, Норильск

Аннотация. Эксперименты по биоремедиации нефтезагрязненных арктических почв с использованием микробного препарата показали, что наиболее интенсивно содержание нефтепродуктов снижалось в первые 35 суток. Изменения в групповом составе битумоидов, увеличение коэффициентов окисленности указывали на процессы химического окисления углеводородов. На следующий год процессы деструкции замедлились. Распределение н-алканов указывало, что бактериальное окисление находилось на начальной стадии.
Ключевые слова: почва, нефтезагрязнение, биоремедиация, биопрепарат, углеводороды, деструкция

Features of bioremediation of oil-contaminated soils in northern Krasnoyarsk Krai

Yu. S. Glyaznetsova[1], O. S. Lvova[1], N. I. Popova[1], N. N. Cherbakova[2]

[1] Institute of Oil and Gas Problems Yakut SC SB RAS, Yakutsk
[2] Research Institute of Agriculture and Ecology of the Arctic Krasnoyarsk SC SB RAS, Norilsk

Abstract. Bioremediation experiments on oil-contaminated Arctic soils using a microbial preparation demonstrated that the petroleum product content decreased most intensively during the first 35 days. Changes in the group composition of bitumoids and an increase in oxidation coefficients indicated the processes of chemical oxidation of hydrocarbons. In the following year, the degradation processes slowed down. The distribution of n-alkanes suggested that bacterial oxidation remained at an initial stage.
Keywords: soil, oil contamination, bioremediation, biopreparation, hydrocarbons, degradation

Введение. Хозяйственная деятельность в Арктике тесно связана как с добычей углеводородного сырья, так и с обеспечением регионов нефтепродуктами (НП), что вызывает определенные экологические риски. Об этом свидетельствуют крупные техногенные аварии, связанные с разливами нефти и НП: авария танкера «Exxon Valdez» (Аляска), серия прорывов на нефтепроводе «Харьяга–Усинск» в Республике Коми, разлив дизельного топлива в Норильске и др. [1–4]. В связи с этим важной задачей является поиск наиболее экологичных методов восстановления нарушенных арктических почв. Оценка эффективности способов очистки почв от углеводородных поллютантов невозможна без специальных исследований по изучению процессов их деградации, основанных на детальных геохимических исследованиях состава нефтезагрязнения и его изменения во времени.

Несмотря на многочисленные способы ликвидации нефтяных загрязнений, считается, что для регионов с холодным климатом наиболее экологичными являются методы биоремедиации, основанные на использовании биопрепаратов, содержащих различные культуры нефтеокисляющих микроорганизмов, способных разлагать нефтяные углеводороды (УВ) в условиях низких температур [5, 6]. Комплексный подход, сочетающий использование микробных препаратов и фиторемедиации может обеспечить синергетический эффект, максимально повышая эффективность мероприятий по биоремедиации [7].

[1] © Ю. С. Глязнецова, О. С. Львова, Н. И. Попова, Н. Н. Чербакова, 2026
Работа выполнена в рамках проекта Госзадания Министерства науки и высшего образования РФ № FWRS-2026-0015, полевые работы выполнены в рамках проекта № FWES-2025-0006

Целью работы была оценка эффективности биоремедиации нефтезагрязненных арктических почв. Эксперимент по биоремедиации проводился на территории севера Красноярского края, в окрестностях г. Норильска. Для этого были заложены опытные участки, расположенные в бугристой лесотундре северной экспозиции. Почвы криометаморфические, по гранулометрическому составу среднесуглинистые. Предварительно почвы опытных участков были загрязнены дизельным топливом и на следующие сутки обработаны биопрепаратом. В качестве биопрепарата был выбран «Ленойл»® – NORD» на основе штамма *Pseudomonas* sp., имеющий широкий температурный диапазон применения от +2°С [8]. Ранее было показано, что его применение хорошо адаптируется к высоким концентрациям нефти, разному типу почв и загрязнителей [8]. В качестве контроля были заложены участки, в которые также вносили дизельное топливо, при этом обработка биопрепаратом не проводилась. Продолжительность эксперимента составила 2 вегетационных сезона, отбор проб проводился в период положительных температур (июль–август) на 35-е, 65-е сутки и через год. Для сравнения была изучена фоновая (незагрязненная) почва.

Как видно (табл. 1, рис. 1), содержание НП в почвах после их обработки биопрепаратом снижалось на протяжении всего эксперимента, при этом максимально – на 35 сут. (в 6 раз). В дальнейшем заметного снижения не отмечалось и через год содержание НП составляло 9,86 г/кг, что в 13,3 раза превышало фоновый показатель. В контрольном варианте содержание НП снизилось всего в 1,4 раза и через год оставалось аномально высоким (см. рис. 1).

Таблица 1. Динамика изменения содержания НП и индивидуального состава насыщенных УВ в почвах опытных участков в процессе биоремедиации

Показатели	Нефтезагрязненные почвы				Фоновая почва
Время эксперимента	1 сут.	35 сут.	65 сут.	1 год	–
Содержание НП. мг/кг	75.42	12.43	11.80	9.86	0.74
н-Алканы	34.55	47.86	44.28	35.02	73.49
Изопреноиды	11.22	18.14	22.11	23.11	8.64
Изоалканы	54.23	34.00	33.61	41.87	17.87
$\sum$н.к.-нC_{20}/$\sum$нC_{21}-к.к.	100.92	14.76	11.97	7.38	0.40
Максимум н-алканов	нC_{13}	нC_{15}	нC_{15}	нC_{15}	нC_{31}
CPI	0.90	1.10	0.92	1.01	4.15
K_i=(Pr+Ph)/(нC_{17}+нC_{18})	0.95	1.29	1.13	1.53	0.87

Уменьшение концентрации НП сопровождалось изменениями в химическом составе почвенных битумоидов. Так, в групповом компонентном составе содержание УВ за 65 сут. уменьшилось на 17 % и на 34% через год, а содержание смол и асфальтенов увеличилось в 4 и 7 раз, соответственно (рис. 2).

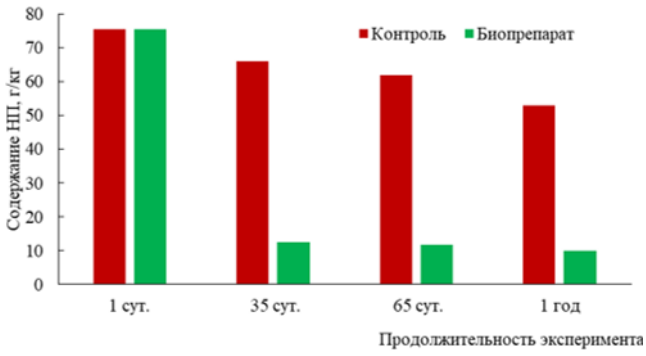


Рисунок 1. Динамика изменения содержания НП в почвах опытных участков в процессе биоремедиации

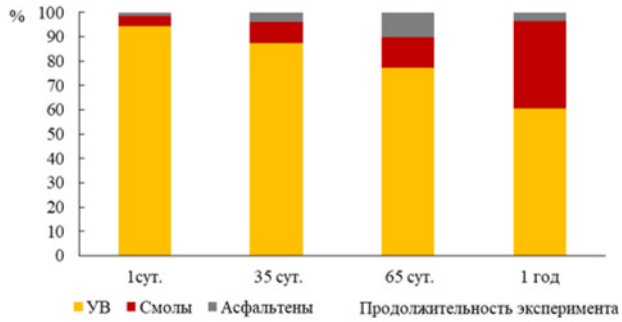


Рисунок 2. Динамика изменения группового компонентного состава битумоидов в почвах опытных участков в процессе биоремедиации.

В структурно-групповом составе в составе почвенных битумоидов постепенно увеличивалось количество карбонильных групп, эфирных связей, в спектрах появились полосы поглощения гидроксильных групп в области 3300 –3400 $см^{-1}$ (рис. 3 а). В контрольном варианте эти изменения незначительны, заметного окисления не происходило, гидроксильные группы отсутствовали на протяжении всего эксперимента. На процессы химического окисления указывают также относительные коэффициенты поглощения кислородсодержащих соединений: карбонильных D'_{1700} и эфирных D'_{1170} (рис. 3 б). На 35 сут. эксперимента эти коэффициенты увеличились в 2 раза. Через год в 7,5 раз стало больше карбонильных групп по сравнению с исходным загрязнением и в 3,7 раза эфирных связей (см. рис. 3 б). Такие изменения свидетельствуют об окислительной деструкции УВ с образованием карбоновых кислот и сложных эфиров.

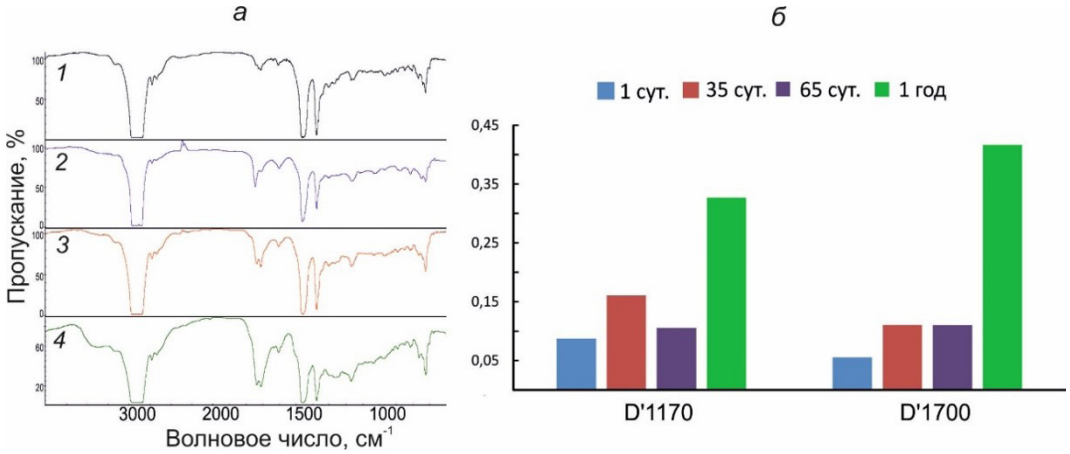


Рисунок 3. Структурно-групповой состав битумоидов почв в процессе биоремедиации: *а* – ИК-спектры; *б* –коэффициенты поглощения D′1170 эфирных связей и карбонильных групп D′1700

Условные обозначения: 1 – исходное нефтезагрязнение в 1 сутки, 2 – 35 сутки, 3 – 65 сутки, 4 – 1 год

В составе алифатических УВ через год в 2 раза увеличилось содержание изопреноидов, в 14 раз уменьшилось содержание низкомолекулярных н-алканов, на что указывает соотношение суммы низкомолекулярных н-алканов к высокомолекулярным гомологам (н.к.-$нС_{20}/\sum нС_{21}$-к.к.) (см. табл. 1). Коэффициент биодеградации $К_i$, который равен отношению суммы пристана (Pr) и фитана (Ph) к сумме н-алканов $С_{17}$ и $С_{18}$ увеличился в 1,6 раза (см. табл. 1). При этом, распределение н-алканов было практически таким же как в исходном загрязнении. Максимум н-алканов находился в низкомолекулярной области и сдвинулся лишь с $нС_{13}$ на $нС_{15}$. Таким образом, бактериальное окисление находилось на самой начальной стадии, когда только начинается разложение н-алканов.

Заключение. Результаты исследований свидетельствуют о том, что в арктических условиях деградация нефтяных УВ протекает крайне медленно, внесение в почвы биопрепарата

на основе штамма *Pseudomonas* sp. не позволило добиться быстрого эффекта и лишь незначительно интенсифицировало процессы деградации, которые протекали, главным образом, за счет физико-химических процессов (испарения, химического окисления кислородом, фотодеструкции). Результаты исследования могут быть использованы при обосновании и разработке рекомендаций по восстановлению нарушенных территорий Арктических регионов.

Список литературы:

1. Сазонов А.Д.. Комаров Р.С.. Передера О.С. Разлив нефтепродуктов в Норильске 29 мая 2020 года: предполагаемые причины и возможные экологические последствия // Экологические исследования и экологический мониторинг. 2020. т. 1. № 5. с. 173–177.

2. Богоявленский. В.И. Чрезвычайные ситуации при освоении ресурсов нефти и газа в Арктике и Мировом океане // Арктика: экология и экономика. 2014. № 4(16). с. 48-59.

3. Atlas R., Bragg J. Bioremediation of marine oil spills: when and when not – the Exxon Valdez experience // Microbial Biotechnology. 2009. v. 2. No. 2. p. 213–221.

4. Владимиров В.А., Дубнов П.Ю. Аварийные и другие несанкционированные разливы нефти / В. А. Владимиров. // Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования. 2013. т. 3. № 1(4). с. 365–382.

5. Brakstad. O.G., Nonstad I., Faksness L.G., Brandvik P.J. Responses of Microbial Communities in Arctic sea ice after contamination by crude petroleum oil // Microbial Ecology. 2008. v. 55. p. 540–552.

6. Rike A.G. Haugen K.B., Børresen M.H., Engene B., Kolstad P. In situ biodegradation of petroleum hydrocarbons in frozen arctic soils // Cold Regions Science and Technology. 2003. v. 37. p. 97–120.

7. Лифшиц С.Х., Глязнецова Ю.С., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Ерофеевская Л.А Способ восстановления нефтезагрязненных почв путем внесения микробно-растительных сообществ: № 2535746 С2 Российская Федерация. МПК B09C 1/00. B09C 1/10 / заявитель Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения Российской академии наук. – № 2013104437/13; заявл. 01.02.2013; опубл. 20.12.2014, Бюл. № 35.

8. Коршунова Т.Ю., Логинов О.Н. Токсикологическая оценка биопрепарата- нефтедеструктора «Ленойл»® – NORD, СХП // Токсикологический вестник. 2017. № 3 с. 58–60.

УДК 571.53:551.732+553.631
DOI 10.48612/sibprint/4551-39ah-4eex https://doi.org/10.48612/sibprint/4551-39ah-4eex

Картирование перспективных на гидроминеральное сырье объектов в межсолевых горизонтах кембрия Сибирской платформы[1]

И. А. Губин[1], А. Г. Вахромеев[1], М. А. Данилова[1,2], А. В. Левин[1], К. С. Савичев[3]

[1] ООО «РН-ГИР», г. Красноярск
[2] ИрНИТУ, Сибирская школа геонаук, г. Иркутск
[3] ООО «АнгараНефть», г. Иркутск

Аннотация. В последние годы наблюдается заметный рост интереса к межсолевым горизонтам Сибирской платформы как к источникам лития и других редких и редкоземельных элементов, концентрация которых в рассолах достигает промышленных значений [1, 2 и др.]. В связи с этим возникает задача поиска перспективных объектов-ловушек, содержащих рассолы в рентабельно значимых количествах. Главную роль в картировании таких объектов играет сейсморазведка МОГТ-3D. Целью работы является демонстрация возможностей сейсморазведки 3D при картировании объектов, перспективных на наличие рассолонасыщенных коллекторов, на примере центральных районов Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА).
Ключевые слова: гидроминеральное сырье, кембрий, сейсморазведка 3D, межсолевой горизонт, органогенная постройка, Непско-Ботуобинская антеклиза

Hydromineral raw materials prospective objects mapping in the Cambrian inter-salt horizons within the Siberian Platform

I. A. Gubin[1], A. G. Vakhromeev[1], M. A. Danilova[1,2], A. V. Levin[1], K. S. Savichev[3]

[1] «RN-GIR» LLC, Krasnoyarsk
[2] INRTU, Siberian School of Geosciences, Irkutsk
[3] «AngaraNeft» LLC, Irkutsk

Abstract. In recent years, there has been a noticeable increase in interest about the inter-salt horizons within the Siberian Platform as sources of lithium and other rare and rare-earth elements, the concentration of which in brines reaches industrial values [1, 2 et al.]. In this regard, the task arises of searching for promising trap sites containing significant amounts of brines in a cost-effective manner. The main role in mapping such objects is played by the 3D seismic survey. The aim of the work is to demonstrate the possibilities of 3D seismic exploration when mapping objects that are promising for the presence of brine-saturated reservoirs, using the example of the central areas within the Nepa-Botuoba anteclise.
Keywords: hydromineral raw materials, Cambrian, 3D seismic survey, inter-salt horizon, organogenic buildup, Nepa-Botuoba anteclise.

Введение. К межсолевым относятся горизонты группы «А», развитые в отложениях нижнего-среднего кембрия от усольской до литвинцевской свит [3]. В центральной части НБА основные перспективы рассолоносности связываются преимущественно с двумя горизонтами бельской свиты – христофоровским ($А_6$) и атовским ($А_4$). Определенным потенциалом обладает также биркинский горизонт $А_3$ булайской свиты.

На временных сейсмических разрезах с разной степенью надежности прослеживаются отражающие горизонты (ОГ), отвечающие кровле и подошве исследуемых целевых интервалов: U, $К_3$, $К_2$п, $К_2$, $К_1$ и $Н_4$.

ОГ U приурочен к кровле усольской свиты (подошве христофоровского горизонта). Отражение связывается с появлением первого пласта солей усольской свиты. ОГ $К_3$ (кровля христофоровского горизонта) имеет слабоамплитудную, низкоэнергетическую характеристику,

[1] © И. А. Губин, А. Г. Вахромеев, М. А. Данилова, А. В. Левин, К. С. Савичев, 2026

связанную с тем, что выше горизонта A_6 залегает монотонная известняково-доломитовая толща нижне-среднебельской подсвиты, лишенная соляных пропластков и близкая по акустическим свойствам к породам христофоровского горизонта. ОГ K_2п приурочен к подошве атовского горизонта. Проводится по отрицательной фазе, которая формируется на границе галогенных и карбонатных пород. В зонах отсутствия податовских солей отражение интерферированное, либо отсутствует. ОГ K_2 соответствует кровле атовского горизонта и одновременно маркирует кровлю нижне-среднебельской подсвиты. Горизонты K_1 и H_4 соответствуют подошве и кровле биркинского горизонта в объеме булайской свиты.

Согласно результатам интерпретации данных ГИС, коллекторские горизонты в пластах A_4-A_6 распределены неравномерно, хаотично. Корреляционная связь между общей и эффективной толщинами отсутствует. В среднем горизонты, обладая толщиной 60-70 м содержат 11-13 коллекторских интервалов толщиной чуть более полуметра. Очевидно, что задача выделения первичных коллекторов находится за пределами разрешающей способности сейсморазведки, и в лучшем случае они могут оказать слабый кумулятивный эффект на динамические характеристики волнового поля, поэтому особое значение приобретает поиск и выделение таких объектов, где основной объем коллектора формировался как за счет благоприятных палеогеографических условий (зоны образования биогермных построек, иловых холмов), так и за счет постседиментационных процессов (области развития карбонатного карста, повышенной трещиноватости и т.д.).

Объекты христофоровского горизонта (A_6). Характерной особенностью христофоровского горизонта является практически повсеместное подстилание каменными солями усольской свиты. По сравнению с вышележащими горизонтами он обладает лучшей сохранностью залежей, гидродинамической изолированностью с вероятным наличием зон АВПД.

Христофоровский горизонт в волновом поле характеризуется весьма слабой динамической выразительностью, надежных количественных связей между ФЕС, определенными по данным ГИС, и сейсмическими атрибутами выявить не удалось. Однако по результатам структурного анализа на северо-востоке исследуемой территории отмечаются локальные участки увеличенных толщин горизонта A_6 разнообразной конфигурации площадью от 0,24 до 4,6 км^2. Их превышение над фоновыми значениями толщин находится в пределах 5-9 м. Предположительно они связываются с развитием органогенных (биогермных) построек или иловых холмов. Выделяется более 30 таких объектов. Некоторые из них вскрыты скважинами, где по результатам интерпретации ГИС выделены объекты с улучшенными ФЕС, рекомендуемые для испытания.

Проведенные результаты испытаний христофоровского горизонта в единичных скважинах показали относительно низкие дебиты пластовой воды, в связи с чем возникает задача поиска коллекторов порово-трещинного типа. С целью выявления зон развития трещиноватости в интервале горизонта были рассчитаны сейсмические атрибуты, характеризующие структурную неоднородность среды (Variance, Chaos, Dip Deviation и др.). Совмещение в плане аномалий, выделенных по каждому атрибуту, позволило построить вероятностную схему наличия зон тектонической трещиноватости, которые приурочены к основным разрывным нарушениям: Могинско-Ленскому разлому, Тымпычано-Ботуобинскому надвигу, Усольскому и Чоно-Талаканскому грабенам. Биогермные постройки, попадающие в такие зоны, рассматриваются нами в качестве первоочередных объектов поиска гидроминерального сырья.

Еще одним источником формирования зон и коридоров трещиноватости является соляной тектогенез. Широкое развитие этого процесса подтверждается наличием линейных дислокаций нижне-среднекембрийских отложений вдоль восточной границы Ангаро-Ленской НГО (Прибайкальская и Непская зоны складок) [4]. Помимо известных валообразных структур (Божеханское, Казачинское, Усть-Кутское и другие поднятия) в пределах Акиткано-Непского сектора наблюдается развитие складок более высокого порядка, очевидно инициированное формированием Предбайкало-Патомского надвигового пояса в позднекаледонскую эпоху тектогенеза [5, 6]. В частности, в центральной части исследуемой территории в полосе шири-

ной 20-30 км, протягивающейся с юго-запада на северо-восток фиксируются антиклинальные складки, ядра которых образованы за счет скучивания и нагнетания надосинских солей усольской свиты. Как правило, они формируются непосредственно над одиночными рифовыми постройками горизонта $Б_1$ Постседиментационный рост соляных структур сопровождался изгибом вышележащих слоев, в том числе карбонатных пластов группы «А», обладающих жесткой структурой. Их деформация приводила к возникновению зон трещиноватости. Максимальная концентрация трещин в пластах A_4-A_6 прогнозируется в апикальных частях брахиантиклиналей, навешенных над солянокупольными структурами.

Объекты атовского горизонта (A_4). Атовский горизонт «зажат» между двумя соляными пропластками, вследствие чего кровля и подошва горизонта отбивается однозначно по данным ГИС и уверенно коррелируется на временных разрезах. Нижний пропласток имеет мощность порядка 10-12 м, верхний – 30-40 м.

По результатам интерпретации сейсмических данных в пределах горизонта A_4 также намечаются локальные зоны увеличенных толщин. По аналогии с осинским горизонтом они отождествляются с биогермными постройками. В отличие от тел, выделенных в христофоровском горизонте, их количество и амплитуда больше, а картируются они более уверенно. Всего в пределах северо-восточной части обобщенного контура СРР 3D выделено 37 таких объектов. В плане они характеризуются изометричной, амебообразной формой с линейными размерами от 0,4 до 2,5 км и площадью от 0,18 до 3,73 км^2. Превышение толщин атовского горизонта над фоновыми значениями составляет 10-20 м. Они вскрыты серией скважин, в том числе двумя разведочными и подтверждаются результатами интерпретации данных ГИС. Судя по характеру кривых ГК, НГК, АК, наращивание толщины атовского горизонта происходит за счет его верхней части. Керновый материал по ним отсутствует, объекты не испытаны, поэтому вопросы об их перспективах для целей добычи ГМС остаются дискуссионными. Необходима заверка бурением и/или переиспытание скважин. Насколько нам известно, органогенные постройки в атовском горизонте, по крайней мере в пределах НБА, ранее не выделялись.

Аналогичные объекты в интервале горизонта A_4, но в меньшем количестве, выделяются по данным СРР 3D и на северо-западе изучаемого района работ, западнее р. Нижняя Тунгуска. Всего здесь выделено 26 построек площадью от 0,14 до 2,56 км^2. На сейсмических разрезах они характеризуются трапециевидной, холмообразной формой, заметно выделяющейся на карте временных толщин K_2п-K_2. В единственной скважине, пробуренной в контуре предполагаемой органогенной постройки, атовский горизонт имеет толщину 53,3 м, а по данным ГИС и ГТИ значения общей пористости составляют 7,2-15,2%. Коллектор интерпретируется как водоносный, однако испытания не проводились.

Помимо органогенных построек, в атовском горизонте фиксируются узкие линейные структуры, ограниченные разломами, относящиеся к системе непских складок. Они развиты в бассейне р. Непа, верхнем течении Нижней Тунгуски и Чоны, характеризуются интенсивной прерывистой линейной аллохтонной складчатостью в виде симметричных и асимметричных антиклиналей, складко-надвигов и складко-взбросов, единых по механизму образования. Это протяженные (до 150 км), узкие (1-4 км), с амплитудами 700-750 м дислокации, осложненные продольными, поперечными и диагональными разрывами. Ядра складок образованы за счет постседиментационного нагнетания солей, однако в них отсутствуют проявления диапиризма надсоляной толщи. Для складок характерна интенсивная трещиноватость карбонатных прослоев. Тектоническая трещиноватость объединяется в системы продольных, поперечных, диагональных и послойных трещин [7].

По данными СРР 3D непские складки отчетливо проявляются по срезам куба когерентности на уровне горизонта А4. Примечательно, что в остальных интервалах разреза на исследуемой территории, включая соседние христофоровский и биркинский горизонты, они не проявлены. Всего на исследуемой территории закартировано около 20 складок, представленных линейными валообразными структурами северо-восточного простирания шириной 200-400 м и длиной от 3 км до 15 км. Амплитуда гребневидных поднятий достигает 40 м, с северо-запада

они ограничены малоамплитудными тектоническими нарушениями, выполаживающимися и затухающими в подошве горизонта $А_4$. Ориентировка длинных осей и характер разломов свидетельствуют о сдвигово-надвиговой деформации аллохтона (региональном стрессе), распространявшейся со стороны Предпатомского прогиба. С этими структурами будут связаны зоны повышенной трещиноватости в атовском горизонте.

Как отмечалось выше, атовский горизонт перекрывается и подстилается солями, однако их развитие не повсеместно. На исследуемых площадях проявлены процессы карстообразования и выщелачивания солей, приводящие к формированию эрозионных (гидрогеологических) окон – высокопроницаемых зон с карстово-объединенным типом карбонатного коллектора [2], разбуривание которых может дать ураганные дебиты. Так, например, 4 августа 1988 года при вскрытии осинского горизонта в скважине при забое 1384 м началось газопроявление, перешедшее в фонтанирование газом дебитом ориентировочно 300 тыс. $м^3$/сут. Проведенные работы по ликвидации фонтана, изучение и наблюдение за скважиной позволили заключить следующее: осинский горизонт имеет аномально высокие коллекторские свойства, пористость до 11,9%, проницаемость до 154 мД, которые не предполагались проектом на бурение и не имеют аналогов на месторождении. Анализ проведенных гораздо позже сейсморазведочных работ 3D показал, что данная скважина попала в эрозионное окно.

В волновых полях зоны выщелачивания солей выделяются по резкому падению амплитуды отраженной волны. Локальные низкоамплитудные аномалии на карте атрибута RMS (среднеквадратических значений амплитуд) являются одним из основных факторов наличия зон разуплотнения, связанных с возможным выщелачиванием солей, развитием глубинного соляного, карбонатного карста [8, 9]. Для подтверждения выявленных зон также необходимо анализировать когерентность сейсмической записи, атрибут Amplitude contrast и структурные атрибуты. Отличительной особенностью следов карстовых процессов являются четкие «столбообразные» границы аномалий динамических характеристик.

На основе указанных признаков были закартированы локальные зоны выщелачивания солей и области развития карста в подподошвенной и надкровельной частях атовского горизонта. Скважины, попадающие в отдельные зоны, верифицируют их по данным ГИС, кроме того, здесь наблюдается улучшение коллекторских свойств горизонта $А_4$. Совмещение зон в плане позволило классифицировать атовский горизонт на 4 категории: 1) наличие солей сверху и снизу, 2) отсутствие солей снизу, 3) отсутствие солей сверху, 4) отсутствие солей сверху и снизу. С нашей точки зрения вторая категория представляет наибольший интерес, поскольку указывает на сохранение соляной покрышки. На востоке выделяется обширная зона полного рассолонения бельской свиты, сопряженная с зоной влияния Тымпычано-Ботуобинского надвига.

Зоны выщелачивания солей, подстилающих атовский горизонт, выделяются также на севере и северо-востоке полигона исследований, при этом часть из них связывается с магмоподводящими разломами и влиянием интрузивного магматизма, другие не обнаруживают приуроченности к какому-либо крупному разлому. Всего здесь было закартировано 48 объектов площадью 0,02-42,9 $км^2$. Они рассматриваются как наиболее благоприятные с точки зрения формирования рассолонасыщенных коллекторов, обладающих улучшенными ФЕС, где риски засолонения пустотного пространства минимальны. На юге территории подобные зоны не выявлены.

Объекты биркинского горизонта ($А_3$). Биркинский горизонт подвержен наибольшим рискам сохранности рассолов в связи с гидродинамической связью с инфильтрационными водами вышележащих горизонтов, также он является наименее изученным с точки зрения опробования и отбора керна. Среднее содержание солей в ангарской свите составляет 20,5 м, однако большая часть территории характеризуется значительным выщелачиванием солей вплоть до полного их исчезновения. Поэтому потенциал данного объекта на ГМС будет определятся наличием перекрывающих флюидоупоров – солей в подошвенной части ангарской свиты. Сопоставляя разрезы скважин с волновой картиной, можно сделать вывод, что зоны развития

солей в ангарской свите отчетливо проявляются в виде значительного увеличения амплитуды и энергии волны вдоль отражающего горизонта H_4, что позволяет уверенно их картировать.

Заключение. В ходе выполненных работ была получена новая информация о строении межсолевых карбонатных горизонтов нижнего кембрия центральных районов НБА, выделены в них перспективные зоны и объекты, подтвержденные результатами немногочисленных испытаний (рис. 1). Полученные результаты позволят более обоснованно подходить к планированию ГРР, повысить эффективность изучения и комплексного освоения гидроминерального и углеводородного сырья.

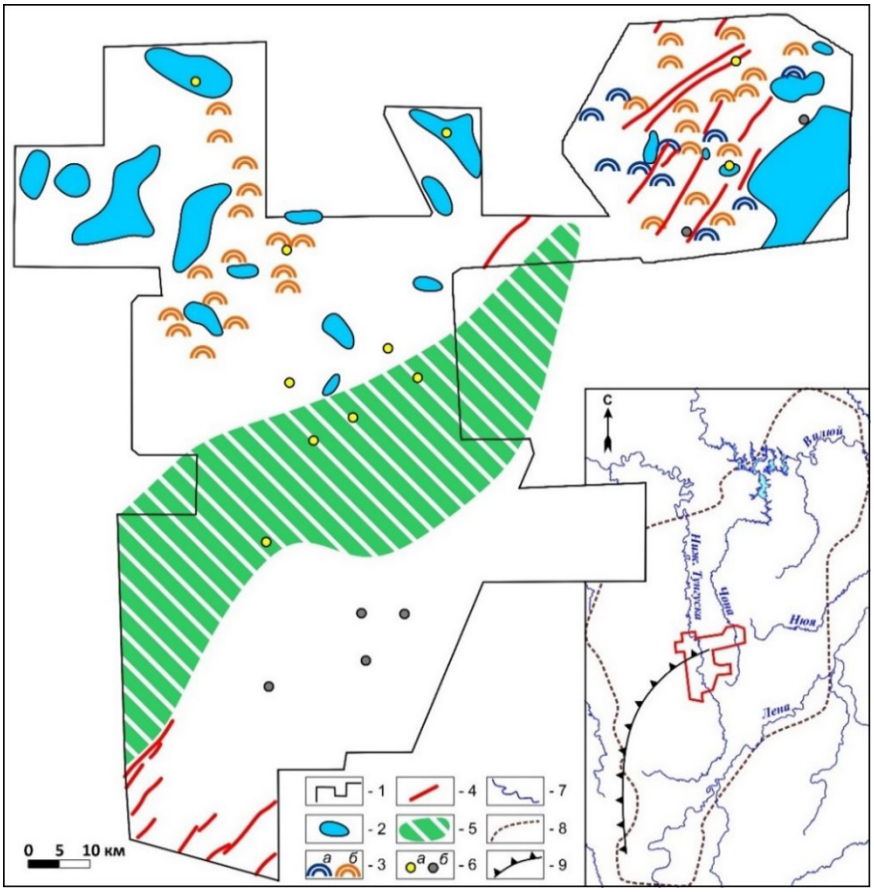


Рисунок 1. Схема расположения некоторых зон и объектов в межсолевых горизонтах нижнего кембрия, выделенных по данным СРР-3D

Условные обозначения: 1 – обобщенный контур СРР-3D, 2 – зоны с признаками выщелачивания солей и карстообразования в бельской свите, 3 – органогенные постройки, выделенные на уровне: а – христофоровского, б – атовского горизонтов, 4 – оси непских складок в интервале атовского горизонта, 5 – зона развития соляного тектогенеза и формирования складок в бельской свите, 6 – скважины с наличием (а) и отсутствием (б) притока из горизонтов А4-А6, 7-9 – обозначения к миникарте: 7 – гидросеть, 8 – контур НБА, 9 – граница передовой зоны надвигового сектора [по 5].

Список литературы:

1. Алексеев С.В., Алексеева Л.П., Вахромеев А.Г., Владимиров А.Г., Волкова Н.И. Литиевые подземные воды Иркутской области и Западной Якутии // Химия в интересах устойчивого развития, 2012, № 20, с. 27–33.

2. Вахромеев А.Г. Закономерности формирования и локализации месторождений промышленных рассолов в карбонатных кавернозно-трещинных резервуарах кембрия юга Сибирской платформы (по данным глубокого бурения, испытания скважин и полевой геофизики): монография. Иркутск, Изд-во ИРНИТУ, 2015, 247 с.

3. Фомин А.М., Моисеев С.А. Перспективы нефтегазоносности и характеристика продуктивных горизонтов кембрийских межсолевых отложений центральной части Лено-Тунгус-

ской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2019, т 14, № 3 [Электронный ресурс]. URL: https://doi.org/10.17353/2070-5379/26_2019.

4. Дубровин М.А. Соляная тектоника Верхне-Ленской впадины Сибирской платформы. Новосибирск, Наука, 1979, 95 с.

5. Сметанин А.В. Предбайкало-Патомский надвиговый пояс // Геология нефти и газа, 2000, № 1, с. 14–20.

6. Мигурский А.В. Дизъюнктивная тектоника и нефтегазоносность платформенных областей (на примере юга Сибирской платформы): автореф. дисс. … д.г.-м.н. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1997, 40 с.

7. Малых А.В. Поля тектонических напряжений в складках Непской и Соснинской зон складчатости юга Сибирской платформы // Геология и геофизика, 1985, т. 26, № 6, с. 31–37.

8. Вахромеев А.Г., Хохлов Г.А. Обобщенная физико-геологическая модель месторождения металлоносных рассолов в карбонатных коллекторах юга Сибирской платформы // Геология, поиски и разведка месторождений рудных полезных ископаемых. Иркутск, ИрГТУ, 2003, вып. 26, с. 66–83.

9. Смирнов А.С., Буддо И.В., Шелохов И.А., Касьянов В.В. Геофизические методы изучения природных межсолевых резервуаров кембрия и их флюидных систем // Подземные воды востока России. Материалы XXII Всероссийского совещания по подземным водам Востока России 18-22 июня 2018 г. Новосибирск, 2018, с. 452–456.

УДК 553.98
DOI 10.48612/sibprint/67kg-t6t9-8tm5 https://doi.org/10.48612/sibprint/67kg-t6t9-8tm5

Методические аспекты построения моделей генерационно-аккумуляционных нефтегазовых систем южной части моря Лаптевых[1]

А. Д. Дзюбло, Р. О. Кузнецов, Л. И. Бондарева, И. В. Жилина

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва

Аннотация. Представлены методические аспекты построения моделей генерационно-аккумуляционных нефтегазовых систем, вытекающие из интегрированного анализа геолого-геофизических и геохимических данных, а также последовательность выполнения работ по созданию модели эволюции осадочного бассейна, объёмной модели распределения скоплений нефти и газа в осадочном чехле или нефтегазоносном комплексе и экспериментальные стадии по созданию модели бассейна для Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области. Первичная обработка материалов и организация базы данных проводилась с использованием технологии искусственного интеллекта.

Ключевые слова: геологическое строение, осадочные бассейны, палеозойские отложения, прогноз нефтегазоносности, нефтегазовые системы

Methodological aspects of constructing models of generation and accumulation oil and gas systems of the southern part of the Laptev Sea

A. D. Dzyublo, R. O. Kuznetsov, L. I. Bondareva, I. V. Zhilina

Institute of Oil and Gas Problems RAS, Moscow

Abstract. This article presents methodological aspects of constructing models of generation-accumulation oil and gas systems, resulting from an integrated analysis of geological and geophysical data. It also outlines the workflow for creating a sedimentary basin evolution model, a volumetric model of oil and gas accumulation distribution within a sedimentary cover or petroleum system, and experimental stages for creating a basin model for the Anabar-Khatanga petroleum region. Initial data processing and database organization were performed using artificial intelligence technology.

Keywords: geological structure, sedimentary basins, Paleozoic deposits, oil and gas potential forecast, oil and gas systems

Введение. Актуальность исследования связана с перспективами Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области (НГО). Уже относительно традиционная технология прогноза нефтегазоносности основана на создании динамических 1D/2D/3D-моделей, которые: анализируют историю генерации и миграции углеводородов; прогнозируют распределение скоплений нефти и газа с высокой точностью; позволяют тестировать различные сценарии развития генерационно-аккумуляционных нефтегазовых систем. Внедрение таких моделей окупается за счёт сокращения затрат при бурении поисково-разведочных скважин и ускорения постановки запасов открытых месторождений на баланс. Построение генерационно-аккумуляционных моделей нефтегазовых систем дополняется применением технологий искусственного интеллекта на различных этапах построения модели и интеллектуальных систем (хранят базу геолого-геофизической информации, включают механизмы обработки данных, анализа и принятия решений, интерфейс для взаимодействия с пользователем), которые, в свою очередь, дополняются технологиями цифровых двойников скважин, сейсмического профиля, месторождения и группы месторождений для поисков и разведки рентабельных ресурсов углеводородов, в том

[1] © А. Д. Дзюбло, Р. О. Кузнецов, Л. И. Бондарева, И. В. Жилина, 2026
Финансирование. Работа выполнена в рамках государственного задания на 2025-2027 гг., тема № 125021302095-2.

числе в палеозойских отложениях. Ранее методические аспекты подобных исследований изложены, например, в работах [1-3].

Цель исследования – на основе реконструкции современного строения осадочного рифейско-четвертичного (R-Q) чехла и методов моделирования создать актуальные генерационно-аккумуляционные нефтегазовые системы и выделить наиболее перспективные участки в южной части моря Лаптевых (Анабаро-Хатангская нефтегазоносная область и сопредельные территории).

Объект и методические аспекты исследования. Объект – осадочный рифейско-четвертичный (R-Q) чехол в юго-западной части моря Лаптевых и сопредельных территориях, ограниченный с востока переходной Хатангской, Лено-Анабарской (Лено-Анабарской нефтегазоносной областью), с севера – низкоперспективной зоной, а с запада и юго-запада – Енисей-Хатангской и Анабарской структурно-фациальными зона (нефтегазоносными областями).



Рисунок 1. Структурно-формационные зоны моря Лаптевых и сопредельных территорий: Притаймырская, Лаптевская, Гаккелевская, Омолойская и переходная Хатангская, Анабаро-Хатангская (Анабаро-Хатангская НГО), Лено-Анабарская (Лено-Анабарская НГО) [4 с дополнениями].

Условные обозначения: линиями указаны сейсмические профиля (сейсмическая изученность моря Лаптевых – не более 0,5 км/км2), НГО – нефтегазоносная область.

Структурно-формационные зоны моря Лаптевых: Притаймырская, Лаптевская, Гаккелевская, Омолойская и переходная Хатангская. Одной из наиболее перспективных с точки зрения нефтегазоносности является Анабаро-Хатангская НГО (Анабаро-Хатангская структурно-фациальная область), удаленная от рифтовой долины хребта Гаккеля. Наименее перспективна Гаккелевская структурно-формационная зона, расположенная в наиболее глубоководной части моря Лаптевых (рис. 1).

Процесс моделирования нефтегазоносных систем заключается в интегрированной обработке геолого-геофизических и геохимических данных по исследуемому региону с определением направлений геолого-геофизических работ. В рамках методического подхода разрабатываются модели различной размерности от регионального уровня (осадочных бассейнов) до локальных (скважина, залежь). Динамическая природа генерационно-аккумуляционных моделей обеспечивает реконструкцию процессов формирования бассейна и углеводородных процессов: генерации, первичной и вторичной миграции, аккумуляции и разрушения/консервации залежей – в геологическом временном масштабе.

Последовательность выполнения работ по созданию модели эволюции осадочного бассейна, объёмной модели распределения скоплений нефти и газа в осадочном чехле или нефтегазоносном комплексе может быть представлена следующим образом:

1. Сбор и структуризация геолого-геофизической и геохимической информации по исследуемому региону.
2. Выделение и оценка элементов генерационно-аккумуляционных систем.

3. Построение моделей различной размерности: 1D (скважинный анализ), 2D (сейсмические и геологические разрезы) и 3D (полномасштабные объёмные модели).

4. Динамическое моделирование процессов: генерация, миграция, аккумуляция и разрушения/консервация залежей углеводородов в геологическом времени.

5. Построение модели эволюции осадочного бассейна, объёмной модели распределения скоплений нефти и газа в осадочном чехле или нефтегазоносном комплексе.

Экспериментальные стадии создания модели бассейна для Анабаро-Хатангской НГО:

1. Разработка цифровой модели и формирование структурного каркаса геологической модели нефтегазовых систем представляет собой сложный и многогранный процесс, требующий применения современных геоинформационных технологий и глубокого понимания геологических процессов. В рамках данного исследования особое внимание уделяется методологии создания цифровых моделей, интегрирующих данные геофизических исследований, сейсморазведки и буровых работ. Ключевым этапом является формирование структурного каркаса, который служит основой для последующей интерпретации данных и прогнозирования месторождений углеводородов. Таким образом, разработка цифровой модели и формирование структурного каркаса геологической модели нефтегазовых систем являются фундаментальными компонентами комплексного подхода к изучению и освоению углеводородных ресурсов, что способствует повышению эффективности геолого-разведочных работ и рациональному использованию природных ресурсов Красноярского края (арктическая часть) и Арктического региона.

2. Введение литологических типов в модель, определение элементов нефтегазовых систем, кинетических параметров, общего содержания органического углерода (в процентах), а также водородного индекса (в миллиграммах углеводородов на грамм органического углерода).

3. Введение граничных условий в модель, таких как палеобатиметрические данные, температурные характеристики на поверхности осадконакопления и тепловые потоки, является ключевым этапом в процессе моделирования геологических процессов. Палеобатиметрические данные обеспечивают пространственное распределение глубин осадконакопления, что критично для анализа распределения осадков и геоморфологических особенностей. Тепловые потоки, поступающие из глубинных слоев земной коры, играют значительную роль в формировании термического режима осадочных бассейнов и влияют на фазовые переходы минералов. Таким образом, детальное и точное определение граничных условий является фундаментальным для достижения высокой степени достоверности и надежности результатов моделирования.

4. Имплементация данных, извлеченных из информации по скважинам, в «модельную» структуру, осуществление первичной калибровки и запуск симуляционного процесса.

5. Финальная стадия настройки интеллектуальной модели включает выполнение комплекса вычислительных задач и последующую презентацию результатов. Этот этап играет ключевую роль в разработке и проверке интеллектуальных систем. Он требует тщательной проработки и интеграции всех элементов модели для достижения максимальной эффективности и точности. На заключительном этапе настройки модели проводится калибровка параметров, оптимизация алгоритмов и проверка данных. Вычислительные эксперименты с использованием специализированных инструментов и методов обеспечивают достоверность и надежность полученных результатов. После завершения вычислений готовятся презентационные и отчетные материалы, в которых визуализируются ключевые показатели, проводится качественный и количественный анализ данных и формулируются выводы, определяются направления для дальнейших исследований и улучшений.

Методической основой для создания модели эволюции осадочного бассейна, объёмной модели распределения скоплений нефти и газа в осадочном чехле или нефтегазоносном комплексе может быть выбран историко-генетический метод [5]. Он включает: 1) тектонический

анализ; 2) литолого-фациальный анализ; 3) палеотектонический анализ; 4) термобарический анализ; 5) геохимический анализ.

Построение структурно-тектонической модели, анализ палеотектонического развития региона (в этой работе отметим эти аспекты) по результатам бассейнового моделирования выполнялся на основе структурно-тектонической модели осадочного бассейна южной части моря Лаптевых и сопредельных территорий, включающей следующие поверхности по:

- подошве рифейских отложений осадочного чехла – подошве нижнерифейских отложений – кровле фундамента – отражающий сейсмический горизонт «Ф»;
- кровле среднерифейских отложений осадочного чехла;
- кровле рифейских отложений осадочного чехла – отражающий сейсмический горизонт «R»;
- кровле кембрийских отложений осадочного чехла (VIII);
- подошве пермских отложений осадочного чехла (VII) – кровле карбонатных отложений верхнего девона-нижнего карбона?;
- горизонту в кровле нижнекожевниковской свиты нижней перми (отражающий горизонт P1nk);
- горизонту в кровле верхнекожевниковской свиты верхней перми (отражающий горизонт P2vk);
- подошве юрских отложений осадочного чехла (III), приурочен к региональному угловому несогласию;
- подошва нижнемеловых отложений осадочного чехла (II), горизонт в прикровельной части пахсинской свиты?;
- подошва верхнемеловых отложений осадочного чехла (K2);
- геологическая карта дочетвертичных отложений (GM);
- топографическая основа (DS).

Заключение. Таким образом, геолого-геофизическая и геохимическая информация по территории Анабаро-Хатангской НГО и сопредельных районов позволяет построить модели генерационно-аккумуляционных нефтегазовых систем и за счет применения новых методических аспектов (приемов), выделить наиболее перспективные участки для проведения геологоразведочных работ.

Список литературы:

1. Вышемирский В. С., Конторович А. Э. Циклический характер нефтенакопления в истории Земли // Геология и геофизика, 1997, № 5, с. 907–918.

2. Дмитриевский А. Н. Избранные труды: в 7 т. Т. 4. Прикаспийская впадина : геологическое строение и перспективы нефтегазоносности / А. Н. Дмитриевский ; Рос. акад. наук, Институт проблем нефти и газа. М., Наука, 2012, 439 с.

3. Трофимук А. А. Избранные труды: в 4 т. Т. 1: Теоретические проблемы геологии нефти и газа / А. А. Трофимук ; гл. ред. А. Э. Конторович. Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Объед. ин-т геологии, геофизики и минералогии им. А. А. Трофимука. Новосибирск, Изд-во СО РАН, Фил. «Гео», 2001, 393 с.

4. Дзюбло А. Д., Грушевская О. В., Обухов А. Н., Макарова А. Ю. Структурно-формационное районирование шельфа моря Лаптевых (Восточная Арктика) // Геотектоника, 2022, № 6, с. 60–76.

5. Вассоевич Н. Б. Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти / Н. Б. Вассоевич, О. М. Вассоевич, И. А. Назаревич ; под редакцией В. В. Меннера, В. Е. Хаина. М., Наука, 1986, 368 с.

УДК 551.7,022.4: 552.5, 553.98.04
DOI 10.48612/sibprint/nb75-ffvm-p9vz https://doi.org/10.48612/sibprint/nb75-ffvm-p9vz

Турбидитовые резервуары верхнемиоцен-плиоценового интервала осадочного разреза шельфа северо-восточного Сахалина[1]

Т. В. Дмитриева[1], О. Г. Бондаренко[2], М. П. Антипов[3], Г. Е. Бондаренко[1]

[1] Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, Москва
[2] Московский государственный университет
[3] Геологический институт РАН, Москва

Аннотация. Анализ всех геолого-геофизических данных по району исследований позволил выделить в нутовском (верхний миоцен – нижний плиоцен) интервале разрезе два турбидитовых осадочных цикла низкого стояния моря. Фациальный ряд песчаных резервуаров включает три структурно фациальные зоны: западную СФЗ (нижненутовские конусы выноса); центральную и восточную СФЗ (верхненутовские каналы и конусы выноса области разгрузки). Реконструируются два источника обломочного материала: континентальная суша (дельта Амура) и подводные поднятия.
Ключевые слова: шельф, Сахалин, турбидиты, ловушки, углеводороды, фации

The turbidite reservoirs of late Miocene to Pliocene age in sedimentary unit north-east Sakhalin offshore

T. V. Dmitrieva[1], O. G. Bondarenko[2], M. P. Antipov[3], G. E. Bondarenko[1]

[1] All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow
[2] Moscow State Lomonosov University
[3] Geological Institute RAS, Moscow

Abstract. According full geological and geophysical data we recognized two low stand sedimentary sequences of Nutovo (upper Miocene to lower Pliocene) in age. Facial order of sand reservoirs includes three structural-facial zones: western SFZ (sandy lobes of lower Nutovo) and central, and western SFZ (sandy channels and turbidite lobes of accumulation area). There are two source of clastic material van be recognized: onshore (Amur delta) and subsea rises.
Keywords: offshore, Sakhalin, turbidite, traps, hydrocarbon, facies

Введение. Почти 20% мировых запасов и ресурсов УВ сконцентрировано в ловушках литолого-стратиграфического типа, и их доля растет по мере совершенствования методов сейсморазведки [1]. Наиболее ярким примером является верхнемеловой-палеогеновый турбидитовый плей глубоководного шельфа Гайаны и Суринама, где за последние 10 лет открыто более 30 залежей нефти и газа, а текущая суточная добыча нефти превышает 100 тыс. тонн [2].

В последние годы появились публикации по осадочным бассейнам суши России, из которых следует, что турбидитовые обстановки осадконакопления и связанные с ним литологические ловушки распространены значительно шире, чем представлялось ранее [3]. На шельфе РФ, в том числе на северо-востоке шельфа Сахалина, где запасы УВ уже открытых месторождений с традиционными структурными ловушками в значительной мере выработаны, турбидитовые литолого-стратиграфические ловушки являются важной составляющей перспектив прироста ресурсной базы [4, 5]. Для того, чтобы выявить обогащенные песчаным материалом турбидитовые ловушки и реконструировать их фациальный ряд в мощной, преимущественно глинисто-кремнистой осадочной призме клиноформенного строения, необходимо провести комплексный анализ имеющихся данных бурения, каротажа, провести сейсмостратиграфическое и сиквенс стратиграфическое моделирование на основании материалов сейсморазведки 2D и 3D, выявить интервалы разреза, приуроченные к низкому стоянию уровня моря. Кроме

[1] © Т. В. Дмитриева, О. Г. Бондаренко, М. П. Антипов, Г. Е. Бондаренко, 2026

того, необходим детальный анализ предшествующих определений возраста по микрофауне. Такое комплексное исследование было проведено нами для миоцен-плиоценового интервала разреза на шельфе северо-восточного Сахалина. Результаты излагаются ниже.

Тектонический обзор. На северо-восточном шельфе Сахалина в чехле Северо-Сахалинского осадочного бассейна в направлении с юго-запада на северо-восток выделяются три линейные зоны поднятий – Трехбратская, Одоптинская, Восточно-Одоптинская, Васюканская и др., на востоке выделяется относительно изометричная область устойчивого прогибания – Южные фаны (рис. 1). Зоны поднятий приурочены к системе продольных сдвигов, которые активизировались в неогене и приводили к конседиментационному росту поднятий и размыву слагающих их пород.

Распределение турбдитовых ловушек по разрезу и латерали. Данные сейсморазведки и бурения свидетельствуют, что турбидитовые песчаные ловушки приурочены преимущественно к нутовскому стратиграфическому интервалу верхнего миоцена – нижнего плиоцена [6, 7, 8].

В пределах Одоптинского поднятия сложенные нефтегазонасыщенными песчниками турбидитовые ловушки (фации каналов и конусов выноса) по данным биостратиграфии керна и шлама (диноцисты, фораминиферы, диатомовые) приурочены к нижнему нутово (верхний миоцен). В восточном направлении разрез глинизируется. Снос обломочного материала происходил с запада на восток. Верхненутовская часть разреза имеет преимущественно глинистый состав, изобилует обугленным растительным детритом.

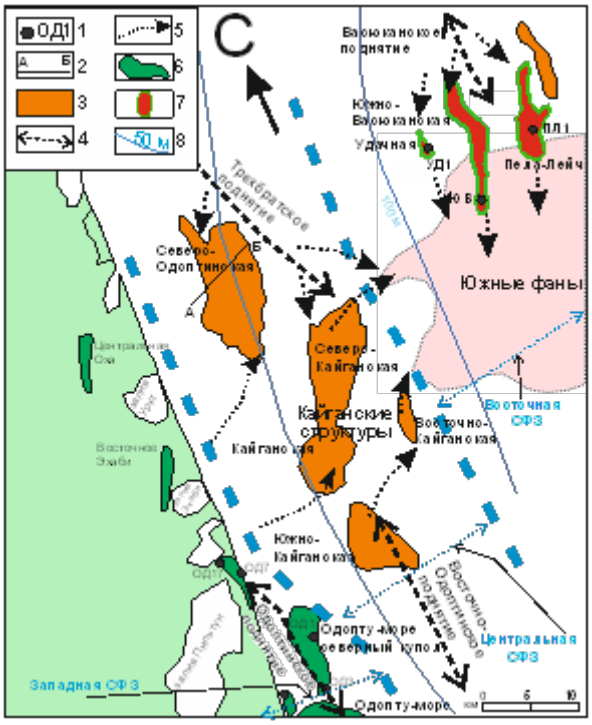


Рисунок 1. Схема основных структурных элементов суши и шельфа северо-восточного Сахалина (по [10] с изменениями)

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины: ОД – Одопту-море-1, УД1 – Удачная, ЮВ1– Южно-Васюканская, ПЛ1 – Пела-Лейч; 2 – местоположение сейсмического профиля на рис. 2; 3 – перспективные турбидитовые литолого-стратиграфические ловушки, преимущественно фации каналов; 4 – оси поднятий, проявленных в структуре осадочного чехла на уровне миоцена-плиоцена; 5 – направление сноса обломочного материала в позднем миоцене – раннем плиоцене (верхнее нутово); 6 – месторождения нефтегазоконденсатные; 7 – месторождения нефтегазовые; 8 – изобаты. Толстыми синими пунктирными линиями показано примерное положение границ структурно-фациальных зон (СФЗ).

В ранненутовское время на месте Одоптинского поднятия во фронтальной зоне шельфа или склона реконструирована система локальных прогибов, в которых накапливались турбидиты. В позднем миоцене (верхнее нутово) вследствие тектонической активизации на месте

прогибов сформировалось поднятие, бровка шельфа сместилась на восток. Амплитуда латерального смещения бровки шельфа по данным сейсморазведки предварительно оценивается в первые десятки километров.

Восточнее Оптинского поднятия распространены линейные каналы-врезы, имеющие восток-северо-восточную ориентировку и заполненные песчаным материалом, которые отнесены к группе Кайганских перспективных структур (см. рис. 1). Каналы проходят сквозь Восточно-Одоптинское поднятие и на его крыльях деформируются, что свидетельствует о конседиментационном росте поднятия в позднем миоцене. Разгрузка обломочного материала, слагающего каналы, происходила в области Южных фанов в виде наращивающих друг друга по латерали и вертикали линзообразных турбидитовых конусов выноса (фанов). К северу от Южных фанов, в пределах Васюканского поднятия, по данным сейсморазведки и бурения выделяются три меридиональных канала, снос обломочного материала по которым происходил на юг в область Южных фанов. По данным биостратиграфии керна и шлама турбидитовые песчаники, заполняющие каналы, относятся к верхнему нутово (верхи миоцена – низы плиоцена). Песчаники верхнего нутово нефтенасыщены. Турбидитовые песчаники включают горизонты, насыщенные слабо окатанными обломками эффузивов, метаморфических пород, источником которых могли выступать породы, слагающие фундамент и нижнюю часть чехла Восточно-Одоптинское и Васюканское поднятий. В разрезе верхнего плиоцена Васюканского поднятия (помырский стратиграфический горизонт), по данным бурения, присутствуют прослои слабо литифицированных песчаников предположительно турбидитового генезиса с нефтяным насыщением.

Обсуждение результатов. Нефтегазонасыщенные турбидитовые песчаники в литолого-стратиграфических и комбинированных ловушках в районе Одоптинского поднятия относятся к нижнему нутово. По аналогии турбидитовые песчаники группы Кайганских структур и Южных фанов также большинством исследователей относились к нижнему нутово. В скважинах на Васюканском поднятии турбидитовые песчаники ранее относились к нижнему нутово [7]. Выполненный авторами данной работы повторный анализ биостратиграфии по керну и шламу скважин Васюканского поднятия свидетельствует, что эти песчаники следует относить к верхнему нутово. Поскольку районы Кайнанских структур и Южных фанов не изучены бурением, корреляция выделяемых в их пределах сейсмических горизонтов возможна только поданным сейсморазведки. Наблюдается уверенная корреляция верхненутовских продуктивных песчаных интервалов скважин Васюканского поднятия с потенциально продуктивными песчаными горизонтами Кайганских структур и Южных фанов. В то же время корреляция песчаных пластов Кайганских структур и Васюканского поднятия с нижненутовскими турбидитовыми продуктивными песчаниками скважин Одоптинского поднятия через Восточно-Одоптинское поднятие проблематична [9, 10].

Выводы. Таким образом, в результате наших исследований впервые установлено, что на северо-восточном шельфе Сахалтина можно выделить два крупных цикла турбидитового осадконакопления: нижненутовский (на западе) и верхненутовский (к востоку от него). Нижненутовский цикл завершился инверсией Одоптинской системы прогибов и пограда-цией шельфа на восток. В ходе верхненутовского цикла турбидитовые потоки прорезали основание склона (область Кайганских структур) и сквозь разрывы в Восточно-Одоптинском поднятии разгружались в относительно глубоководной депрессии Южных фанов в виде конусов выноса. В верхненутовское время Восточно-Одоптинское и Васюканское поднятия служили дополнительным источником сноса обломочного материала для турбидитов Южных фанов.

Список литературы:

1. Dolson J., He Z., Horn B.W., Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration-making the subyle trap pbvious, Search and discovery, №60054, 2018, June, 18, 2018, 67 p.

2. Антипов М.П., Бондаренко О.Г., Бондаренко Г.Е., Перспективы обнаружения неструктурных ловушек углеводородов «гайанского» типа на северо-восточном шельфе острова Сахалин (Охотское море), Геология нефти и газа, № 1, 2026., с. 49-56.

3. Поляков А.А., Фомина Е.В., Исаев А.В., Карпухин С.М., Новые направления геологоразведочных работ на западе Енисей-Хатангского прогиба (правобережье Енисея), Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 2012, №1 (126), с. 2-6.

4. Бычков А.В., Деревскова Н.А., Коблов Э.Г., Сальников Б.А., Харахинов А.В., Турбидитные резервуары Северного Сахалина, Сборник научных трудов по результатам НИОКР за 2001г. М., ОАО «НК «Роснефть», 2002, с. 8-21.

5. Харахинов В.В., Охотоморская нефтегазоносная провинция, нефтегазовая геология и углеводородный потенциал, Москва, Научный мир, 2022, 388 с.

6. Маргулис, Маргулис Л.С. Секвенсная стратиграфия в изучении строения осадочных чехлов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т.3. – №3. – http://www.ngtp.ru/rub/2/37_2008.pdf.

7. Ткачева Н.А., Сиквенс стратиграфия Кайганско-Васюканского участка северо-восточного шельфа о. Сахалин, Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 3-2012 (июль-сентябрь), выпуск 28. С. 22-33.

8. Шегай В.И., Актуализация зональной геологической модели северо-восточного шельфа острова Сахалин, Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, ООО «Петротрейс», Москва, 2022, 139 с.

9. Волконская А.Л., Керусов И.Н., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е., Крылов О.В., Калмыков Г.А., Модель строения продуктивных верхнемиоценовых отложений Одоптинской площади Охотского моря. Вестн. Моск. Ун-та. Сер. 4. Геология. 2017, № 4, с. 48-53.

10. Дмитриева Т.В., Антипов М.П., Бондаренко О.Г., Оганов В.А., Калмыков Г.А., Сорокин А.В., Бондаренко Г.Е., Условия осадконакопления и вопросы стратиграфической корреляции турбидитовых разрезов миоцена – нижнего плиоцена на шельфе северо-восточного Сахалина (Охотское море), Литология и полезные ископаемые, в печати.

УДК 338.51
DOI 10.48612/sibprint/19h2-9m22-va5m https://doi.org/10.48612/sibprint/19h2-9m22-va5m

Уточнение стоимостного параметра при расчёте минимального стартового размера разового платежа за пользование участками недр с литиеносными промышленными водами[1]

А. А. Долганов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
Новосибирский государственный университет

Аннотация. В работе рассматривается проблема определения стоимости единицы литийсодержащих подземных промышленных вод при расчёте минимального стартового платежа за пользование недрами. По открытым данным ГИС «Торги» для 14 участков Иркутской области обратным расчётом восстановлена стоимость 1 м³ воды и установлена её линейная зависимость от концентрации лития. Полученное уравнение может применяться для предварительной оценки платежа по сопоставимым участкам.
Ключевые слова: литий, подземные промышленные воды, недропользование, минимальный стартовый платёж, стоимостная оценка, аукцион

Clarification of the cost parameter when calculating the minimum starting amount of a one-time payment for the use of subsoil areas with lithium-bearing industrial waters

A. A. Dolganov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
Novosibirsk State University

Abstract. This study addresses the problem of determining the unit value of lithium-bearing industrial groundwater for calculating the minimum initial payment for subsoil use rights. Based on publicly available data from the GIS Torgi system for 14 subsoil plots in the Irkutsk Region, the value of 1 m³ of water was derived through reverse calculation, and its linear relationship with lithium concentration was established. The resulting equation can be used for the preliminary assessment of payments for comparable subsoil plots.
Keywords: lithium, industrial groundwater, subsoil use, minimum initial payment, valuation, auction

Введение. Литий относится к числу стратегически значимых и дефицитных видов минерального сырья для российской экономики. Рост потребления лития связан прежде всего с расширением производства химических источников тока, применяемых в электрическом транспорте, электронике и системах накопления энергии. По оценке Международного энергетического агентства, в 2025 г. мировой спрос на литий увеличился примерно на 25 %, а к 2040 г. при сохранении действующих мер государственной политики может возрасти более чем втрое [1].

Для Российской Федерации освоение гидроминеральных источников лития имеет значение с точки зрения развития собственной минерально-сырьевой базы. В Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2050 года литий включён в перечень стратегического сырья и отнесён к группе дефицитных полезных ископаемых, внутреннее потребление которых в существенной степени зависит от импорта [2, 3].

Вовлечение гидроминеральных месторождений в оборот может стать одним из направлений восстановления отечественной добычи литиевого сырья. Особый интерес представляют рассолы, приуроченные к нефтегазоносным территориям Восточной Сибири, поскольку часть

[1] © А. А. Долганов, 2026
Работа выполнена по государственному заданию ИНГГ СО РАН в рамках проекта FWZZ-2026-0045

производственной и транспортной инфраструктуры на таких объектах уже создана [4]. Экономическая оценка таких объектов затрудняется отсутствием активного рынка участков недр и самостоятельного рынка подземных промышленных вод как товара.

Одним из инструментов государственного регулирования недропользования является разовый платёж, уплачиваемый при предоставлении права пользования участком недр. В соответствии со ст. 40 Закона РФ «О недрах» минимальный стартовый размер такого платежа устанавливается на основе расчётной суммы НДПИ, тогда как его окончательный размер определяется по результатам аукциона.

Практическая трудность возникает при определении стоимости единицы добытого полезного ископаемого (в данном случае подземных промышленных вод), необходимой для расчета разового платежа.

Цель исследования состоит в определении стоимостного параметра, применяемого при расчёте минимального стартового разового платежа за пользование участками недр, содержащими литийсодержащие подземные промышленные воды.

Анализ литературы. Платежи за пользование недрами выполняют одновременно несколько экономических функций. Они обеспечивают поступление части дохода от освоения невозобновимого ресурса государству, формируют исходные условия доступа к участкам недр. Размер такого платежа не должен быть произвольным, его занижение сокращает доход государства, тогда как завышение может ограничить участие инвесторов и сделать освоение недостаточно изученных объектов экономически нецелесообразным.

В отечественной литературе рассматривались доходный, сравнительный, затратный и рентный подходы к обоснованию стартового платежа. Автор отмечает, что применение каждого из них ограничивается доступностью исходных данных и степенью изученности участка [5]. Действующая российская методика основана на нормативном подходе [6, 7].

Исследования литиевого сырья последних лет преимущественно посвящены оценке ресурсной базы, технологическим способам извлечения и перспективам создания отечественного производства [4, 8-9]. Меньше внимания уделяется стоимостной оценке самих подземных промышленных вод для целей недропользования. Не раскрыт и порядок, по которому определяется стоимость их единицы, если сведения о сложившейся рыночной цене отсутствуют. Тем самым возникает методический разрыв между установленной нормативной формулой и возможностью её воспроизведения по общедоступным данным.

Методы и данные. Информационную базу составили открытые сведения ГИС «Торги» по 14 участкам недр Иркутской области. Аукционные процедуры по ним проходили 19.12.25-06.02.26 г. Для каждого участка учитывались прогнозные ресурсы подземных промышленных вод, концентрация лития и минимальный стартовый размер разового платежа.

Нормативной основой исследования является Методика расчёта минимального стартового размера разового платежа за пользование недрами, установленная приказом Минприроды России и Роснедр от 31 марта 2022 г. № 242/01 [7]. Для подземных промышленных вод расчёт может быть представлен в следующем виде:

$$РП_{СТАРТ} = Ц_{ПИ} \times Q_{СУТ} \times 365 \times С_{НДПИ} \times П \times К_{ИНТ} \quad (1)$$

где $РП_{СТАРТ}$ – минимальный стартовый размер разового платежа, руб.; $Ц_{ПИ}$ – стоимость единицы добытого полезного ископаемого, руб./м³; $Q_{СУТ}$ – среднесуточный объём запасов или прогнозных ресурсов воды, м³/сут.; $С_{НДПИ}$ – ставка НДПИ; П – коэффициент, характеризующий минимальную долю расчётной суммы налога; $К_{ИНТ}$ – интегральный поправочный коэффициент.

Для рассматриваемых участков, содержащих прогнозные ресурсы, применялся интегральный коэффициент 5, а коэффициент П принимался равным 0,1 [7].

При известном стартовом платеже стоимость единицы воды была определена обратным расчётом:

$$Ц_{ПИ} = РП_{СТАРТ} / (Q_{СУТ} \times 365 \times С_{НДПИ} \times П \times К_{ИНТ}) \quad (2)$$

На первом этапе по каждому наблюдению была восстановлена величина $Ц_{ПИ}$. На втором этапе исследована её зависимость от средней концентрации лития.

Результаты. Прогнозные ресурсы подземных промышленных вод по исследованным участкам изменяются от 4 013,9 до 17 182,1 м³/сут., медианное значение составляет 8 484,6 м³/сут. Концентрация лития находится в пределах от 175,4 до 203,2 мг/дм³. Минимальный стартовый платёж варьируется от 51,5 до 218,1 млн руб., его медиана равна 115,7 млн руб.

Расчётная стоимость воды, восстановленная по формуле (2), составляет от 1 238,0 до 1 434,1 руб./м³.

Сопоставление восстановленной стоимости воды и концентрации лития в воде показало линейную зависимость:

$$Ц_{ПИ} = 7{,}0581 \times C_{Li} - 0{,}0037 \quad (3)$$

где $Ц_{ПИ}$ – расчётная стоимость одного кубического метра подземных промышленных вод, руб./м³; C_{Li} – концентрация лития, мг/дм³. Коэффициент детерминации R^2=0,99.

Полученное уравнение означает, что в исследованной документации увеличение концентрации лития на 1 мг/дм³ соответствует росту расчётной стоимости одного кубического метра воды приблизительно на 7,06 руб.

Обсуждение. Обратный расчёт позволил определить заложенную в аукционную документацию стоимость воды, а последующий анализ показал принцип её формирования.

Значение R^2=1 указывает на то, что для рассматриваемых объектов использовалась единая стоимость массы лития, после чего она пересчитывалась на кубический метр воды с учётом концентрации.

Полученное уравнение (3) повышает прозрачность определения минимального стартового платежа. При известных концентрации лития и объёме ресурсов оно позволяет воспроизвести значение $Ц_{ПИ}$, проверить согласованность опубликованных параметров и выполнить предварительную оценку платежа для сопоставимого участка. В этом состоит практическая значимость настоящей работы. Научная новизна заключается в уточнении подхода к расчету данного показателя, который не приводится ни в нормативной методике, ни в открытых материалах торгов.

К ограничениям исследования относятся небольшой объём выборки, её территориальная однородность и близкие сроки проведения аукционов. Несколько участков имеют одинаковые значения концентрации и расчётной стоимости, что сокращает число самостоятельных сочетаний признаков. Уравнение (3) поэтому применимо прежде всего для объяснения порядка расчёта рассмотренных объектов. Его использование в других регионах и временных периодах требует проверки на новых открытых данных.

Вместе с тем концентрация лития не исчерпывает экономическую характеристику рассола. Исследования показывают, что производственные затраты и полнота извлечения зависят от химического состава воды, отношения концентраций магния и лития, температуры, потребления пресной воды, реагентов и энергии [8, 9]. Поэтому при расширении методики целесообразно предусмотреть поправки, отражающие извлекаемость лития и возможность получения иных ценных компонентов. Участок с большей концентрацией не всегда будет обладать пропорционально большей экономической ценностью, если состав рассола усложняет технологическую переработку.

Заключение. Действующая методика расчёта минимального стартового разового платежа предусматривает использование стоимости единицы добытого полезного ископаемого, но не раскрывает общедоступный способ определения этого показателя для литийсодержащих подземных промышленных вод при отсутствии сведений о средней рыночной цене. На основе данных по четырнадцати участкам Иркутской области стоимость одного кубического метра воды была восстановлена обратным расчётом из опубликованных стартовых платежей.

Установлено, что в исследованной совокупности расчётная стоимость воды определялась исключительно концентрацией лития. Научно-методическое значение результата состоит в вы-

явлении и формализованном описании нераскрытого стоимостного правила, содержащегося в открытой аукционной документации. Практическая значимость заключается в возможности предварительной оценки параметра $Ц_{ПИ}$ для сопоставимых участков при недостатке ценовой информации.

Список литературы:

1. International Energy Agency. Global Critical Minerals Outlook 2026. Paris: IEA, 2026.
2. Немов В. Ю., Филимонова И. В., Комарова А. В., Саматова А. П. География торговых потоков и оценка роли России в международной торговле литием // Географический вестник, 2025, № 4(75), с. 34-46.
3. Филимонова И. В., Немов В. Ю., Проворная И. В., Долганов А. А. Институциональные факторы долгосрочной трансформации топливно-энергетических рынков // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2025, № 5(196), с. 32-43.
4. Боярко Г.Ю., Хатьков В.Ю., Ткачева Е.В. Сырьевой потенциал лития России // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2022, т. 333, № 12, с. 7–16.
5. Головина Е.И. Обоснование подхода к установлению размера стартового платежа за пользование недрами // Записки Горного института, 2013, т. 206, с. 177–181.
6. Закон Российской Федерации «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1, ст. 39, 40.
7. Приказ Минприроды России и Роснедр «Об установлении Методики расчёта минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами» от 31.03.2022 № 242/01.
8. Арифуллин А.М., Заруба Е.С. Российский рассольный литий: проблемы и возможности // Энергетическая политика, 2023, № 8, с. 38–47.
9. Мохунов В.Ю., Гулый Н.И. Анализ тенденций современных технологий извлечения лития из гидроминерального сырья // Недропользование XXI век, 2022, № 4.

УДК 550.42
DOI 10.48612/sibprint/54hh-5b72-pt25 https://doi.org/10.48612/sibprint/54hh-5b72-pt25

Использование данных о стабильных изотопах хлора ($\delta^{37}Cl$) для изучения источников его поступления в глубокие водоносные горизонты на площадях добычи угольного метана[1]

В. В. Дребот[1,2], Д. М. Велюга[2], Е. В. Домрочева[1], О. Е. Лепокурова[1,2]

[1] Томский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Томск

[2] Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Аннотация. Представлены первые результаты изучения изотопного состава хлора ($\delta^{37}Cl$) в двух пробах подземных вод угленосных отложений Кузбасса и образце угля. Установлено, что показатели $\delta^{37}Cl$ вод находятся на уровне -0.23‰ и -0.70, что хорошо укладывается в известные диапазоны значений вод со схожими характеристиками, $\delta^{37}Cl$ угля значительно легче и составляет -3.75 ‰. Выдвинуто предположение, что такая разница обусловлена изотопным фракционированием, связанным с диффузией и/или биохимическими реакциями.
Ключевые слова: хлор, стабильные изотопы, угленосные отложения, Кузбасс

Using stable chlorine isotopes ($\delta^{37}Cl$) to trace chlorine sources in deep aquifers at coalbed methane extraction sites

V. V. Drebot[1,2], D. M. Velyuga[2], E. V. Domrocheva[1], O. E. Lepokurova[1,2]

[1] Tomsk Branch of the Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Tomsk

[2] National Research Tomsk Polytechnic University

Abstract. The first results of chlorine isotopic composition ($\delta^{37}Cl$) analyses in two groundwater samples from coal-bearing deposits of Kuzbass and in a coal sample are presented. The $\delta^{37}Cl$ values of the groundwaters were found to be -0.23‰ and -0.70‰, which are consistent with the known ranges for waters of similar composition. The $\delta^{37}Cl$ value of the coal is considerably lighter, at - 3.75‰. It is suggested that this difference is caused by isotopic fractionation related to diffusion and/or biochemical reactions.
Keywords: chlorine, stable isotopes, coal-bearing deposits, Kuzbass (Kuznetsk Basin)

Введение. Использование данных о стабильных изотопах в отношении определения генезиса водорастворенных элементов в настоящее время считается одним из наиболее современных геохимических инструментов [1]. Некоторые трудности вызывает определение происхождения такого элемента как хлор, источники которого мало изучены и вызывают вопросы. В частности, если говорить о пластовых водах, то в качестве источника, в том числе, могут рассматриваться горючие полезные ископаемые, такие как газ, нефть и уголь [2–4].

Объектом изучения являются глубокие подземные воды Кузнецкого каменноугольного бассейна, который представляет собой самое крупное отечественное и крупнейшее в мире угольное месторождение и в настоящее время рассматривается как крупнейшая сырьевая база для добычи метана из угольных пластов [5]. Наличие угольных отложений обуславливает геохимическую специфику водоносных горизонтов. Известно, что такие воды, как правило, имеют гидрокарбонатный натриевый или гидрокарбонатно-хлоридный натриевый состав, обеднены кальцием и магнием, а также демонстрируют пониженные концентрации сульфатов. Это подтверждается большим количеством работ на примерах разных месторождений мира [2–4]. Не является исключением и подземные воды Кузбасса, которые на протяжении многих лет изучаются сотрудниками Томского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН

[1] © В.В. Дребот, Д.М. Велюга, Е.В. Домрочева, О.Е. Лепокурова, 2026
Работа выполнена в рамках проекта ФНИ РАН № FWZZ-2026-0047.

(ТФ ИНГГ СО РАН) с помощью термодинамического моделирования, исследования состава и распространения полициклических ароматических углеводородов (ПАУ), изотопов элементов воды и т.д. [6–8]. Все это помогло установить природу гидрокарбонатного натриевого (содового) состава этих вод, источники водорастворенных веществ, дать оценку возраста воды и мн. др. Было показано, что наряду с гидрокарбонат-ионом, исследуемые воды обогащены хлор-ионом, происхождение повышенных содержаний которого все еще остаётся дискуссионным. В частности, профессором С.Л. Шварцевым и соавторами в 2006 г. была выдвинута гипотеза, согласно которой: «эти содержания связаны с древними угольными пожарами, которые были широко распространены в этом регионе…» [6]. В то время как некоторые современные исследования говорят о том, что источником хлора в подземных водах на площадях добычи угольного метана может выступать органически связанный хлор из этих углей [2–4].

Целью данной работы является изучение возможности использования уникальных данных по изотопному составу хлора ($\delta^{37}Cl$) для расширения существующих в настоящее время представлений об источниках его поступления в глубокие водоносные горизонты при взаимодействии в системе «вода-порода-уголь-метан» на примере подземных вод Кузбасса.

Объект исследования. Исследуемые подземные воды отличаются уникальным химическим и изотопным составом: содовые воды высокой минерализации (5–30 и более г/л) с утяжеленным изотопным составом кислорода и аномально тяжелым положительным изотопом водорастворенного углерода [6–8]. В настоящее время они достоверно установлены только на Нарыкско-Осташкинской площади Кузнецкого угольного бассейна (Кемеровская область, юг Западной Сибири) в связи с начатым здесь бурением на угольный метан. Изучаемые подземные воды приурочены к пермским угленосно-терригенным отложениям кольчугинской свиты нижней части зоны замедленного водообмена на глубинах 400–1200 м. Гидрогеологические условия детально представлены в [6]. Водовмещающие отложения представляют собой переслаивание толщей конгломератов, песчаников, алевролитов, аргиллитов и их углистых разностей, угольных пластов. По петрографическому составу угли в основном гумусовые, каменные (с содержанием витринита 60–90%).

Детальные гидрогеохимические исследования данной площади были проведены сотрудниками ТФ ИНГГ СО РАН в 2002–2022 гг. совместно с ООО «Газпром добыча Кузнецк». Кроме уже сказанных особенностей (высокая минерализация и содовый состав) для вод угленосных отложений также характерно: широкий диапазон значений pH (от 7,2 до 8,9), часто высокие концентрации иона хлора (от 2 до 5 494 мг/л, в среднем 867 мг/л), органических веществ ($C_{орг}$ до 84 мг/л), и особенно фульвокислот (до 115 мг/л). В газовом составе преобладает метан (70–99%) [6–8].

Методы. В данной работе изотопные вариации хлора ($\delta^{37}Cl$) изучали в трех пробах: две – подземной воды угленосных отложений с глубины 1200 м и 700 м, и один образец угля.

$^{37}Cl/^{35}Cl$ измеряли относительно стандарта среднеокеанического хлорида (SMOC) с помощью масс-спектрометрии изотопных отношений при постоянном потоке (CF-IRMS) в сочетании с газовой хроматографией (GC) в канадской лаборатории Isotope Tracer Technologies Inc на приборах IsoPrime Micromass (Великобритания), Agilent 6890 (США) и CTC Analytics CombiPAL (Швейцария) согласно методике [9]. Аналитическая точность анализа составляет ± 0.2‰.

Помимо изотопных показателей определялись pH и ионный состав воды. Аналитические исследования проводились стандартными методами (титрование, масс-спектрометрия, фотометрия) в Томской политехническом университете и в ТФ ИНГГ СО РАН (г. Томск). Температура, pH, Eh раствора определялись на месте.

Результаты определения химического и изотопного состава вод приведены в таблице.

Таблица. Химический состав изучаемых вод и содержания $\delta^{37}Cl$

Компонент	pH	Минерализация	CO_3^{2-}	HCO_3^-	SO_4^{2-}	Cl-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^+	K^+	$\delta^{37}Cl$
Ед. изм.		г/л	мг/л								‰
Проба 1	8,86	16,8	450	10 970	10	565	28	8	4 798	12	-0,23
Проба 1	7,75	13,2	300	8858	3,03	297	142	12,2	3555	37	-0,70

Измеренный изотопный показатель $\delta^{37}Cl$ в образце угля оказался равен: -3.75‰.

Обсуждение и выводы. Для того, чтобы разобраться в природе полученных значений $\delta^{37}Cl$ данные были сопоставлены со средними по гидросфере в разных типах вод (рис. 1), представленные в новом издании книги Ханса Эггенкампа [10], известного норвежского специалиста в области изотопной геохимии. Средние значения были рассчитаны на основе 721 образца, отобранных по всему миру. Для сравнения выбраны: 1) воды с низким соотношением Br/Cl (< 0,001), которые формируются под влиянием растворения галита; 2) соленые воды с высокими концентрациями Na и Cl, которые представляют собой либо разбавленную, либо испаряющуюся воду; 3) воды с содержанием хлора менее 1000 мг/л, обозначенные авторами как пресные. Помимо этого, на график вынесен диапазон показателей $\delta^{37}Cl$ метановых флюидов угольных пластов бассейна Чероки (США) [3], который представляет собой единственный подробный, опубликованный на данный момент, пример из угледобывающих регионов. Кроме того, для сравнения были использованы усредненные данные $\delta^{37}Cl$ в галите и калиевых солях.

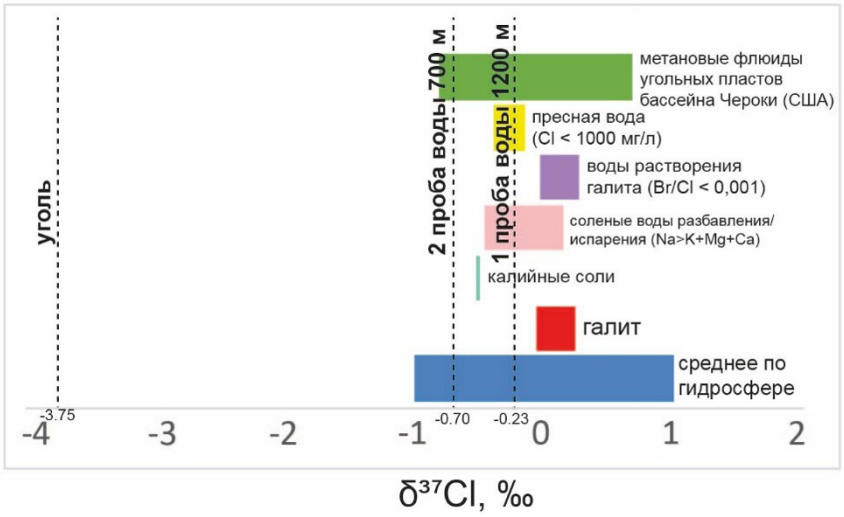


Рисунок. Значения $\delta^{37}Cl$ в исследуемой воде и породе в сравнении с известными диапазонами значений некоторых объектов в мире

Полученные нами показатели $\delta^{37}Cl$ (-0.23‰ и -0,70‰) вод хорошо укладываются в средний диапазон значений по гидросфере, а также сопоставимы со значениями для пресных вод (Х. Эггенкамп относит их к водам, где концентрации хлора не более 1 г/л) и для соленых вод, находящихся под влиянием процессов разбавления/испарения. Объединяет эти воды с водами угленосных отложений Кузбасса то, что они соленые, в них преобладает Na^+ среди катионов и концентрации Cl^- < 1000 мг/л. Как можно увидеть на рис., воды, полученные при растворении галита, имеют более тяжелый состав $\delta^{37}Cl$. Поэтому мы можем исключить этот источник хлора в нашем случае. К тому же галита и нет в водовмещающих породах региона.

Попадают полученные результаты и в диапазон значений $\delta^{37}Cl$ метановых флюидов угольных пластов бассейна Чероки, где среднее отношение изотопов ~0‰, а воды отличаются высокой соленостью (~ 50 г/л) и хлоридным натриевым составом. Полученные изотопные вариации, как считают авторы [3], могут указывать на процессы, не связанные с испарением, растворением эвапоритов или диффузией. В частности, была выдвинута гипотеза, согласно которой, наиболее сильное влияние на значения $\delta^{37}Cl$ и $\delta^{81}Br$ метановых флюидов бассейна Чероки может оказывать взаимодействие с органически связанным хлором и бромом в угле,

что в результате приводит к обогащенному отношению изотопов брома, но нормальному отношению изотопов хлора в флюидах.

Значительная разница между вариациями $\delta^{37}Cl$ в воде и угле может говорить об изотопном фракционировании в системе. Чтобы объяснить это, было выделено два ключевых механизма, которые могут обуславливать полученные значения. Первый – это диффузия, которая является наиболее изученным процессом, ответственным за фракционирование стабильных изотопов хлора в природных системах за счет их разделения через материнскую породу с очень низкой проницаемостью, особенно в условиях глубоких осадочных бассейнов [10]. Второй механизм – это биохимические реакции. Выдвинуто предположение, что стабильные изотопы хлора могут быть вовлечены в биохимические превращения за счет микробной деградации органического вещества углей, приводя к высвобождению хлор-иона из органических комплексов [2–4], что приводит к концентрации ^{37}Cl в воде. При этом выделенные механизмы не обязательно исключают друг друга, а могут существовать и одновременно, что планируется уточнить в будущем, а также увеличить количество анализируемых проб.

Список литературы:

1. Stotler R. Geohydrology: Isotope Hydrogeology // Encyclopedia of Geology. Elsevier, 2021, p. 426–441.

2. Owen D.D.R., Raiber M., Cox M.E. Relationships between major ions in coal seam gas groundwaters: Examples from the Surat and Clarence-Moreton basins // Int. J. Coal Geol, 2015, v. 137, p. 77–91.

3. Stotler R.L., Kirk M.F., Newell K.D., Goldstein R.H., Frape S. K., Gwynne R. Stable bromine isotopic composition of coal bed methane (Cbm) produced water, the occurrence of enriched ^{81}Br, and implications for fluid flow in the midcontinent, USA // Minerals, 2021, v. 11, № 4, p. 1–23.

4. Zhang S., Tang S., Li Z., Pan Z., Shi W. Study of hydrochemical characteristics of CBM co-produced water of the Shizhuangnan Block in the southern Qinshui Basin, China, on its implication of CBM development // Int. J. Coal Geol., 2016. v. 159. p. 169–182.

5. Карасевич А. М., Хрюкин В.Т., Зимаков Б.М., Матвиенко Н.Г., Золотых С.С., Натура В.Г., Попова Т.С. Кузнецкий бассейн – крупнейшая сырьевая база промысловой добычи метана из угольных пластов. М: Издательство Академии горных наук, 2001, 64 с.

6. Шварцев С.Л., Хрюкин В.Т., Домрочева Е.В., Кузеванов К.И., Рассказов Н.М., Попова Т.С., Лепокурова О.Е., Швачко Е.В. Гидрогеология Ерунаковского района Кузбасса в связи с проблемой образования ресурсов и добычи угольного метана // Геология и геофизика, 2006, т. 47, № 7, с. 881–891.

7. Лепокурова О.Е., Домрочева Е.В. Изотопный состав природных вод Кузбасса на площадях добычи угольного метана // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2024. т. 335, № 10, с. 71–86.

8. Домрочева Е.В., Король И.С., Мухортина Н.А. Особенности состава полиароматических углеводородов в природных водах Кузбасса: закономерности распространения и их взаимосвязь с типом вод для техногенных и природных систем // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2025, т. 336, № 10, с. 141–155.

9. Shouakar-Stash O., Drimmie R.J., Frape S.K. Determination of inorganic chlorine stable isotopes by continuous flow isotope ratio mass spectrometry // Rapid Communications in Mass Spectrometry, 2005, v. 19, № 2, p. 121–127.

10. Eggenkamp H. The Geochemistry of Stable Chlorine and Bromine Isotopes. 2nd ed. Cham, Springer Nature Switzerland, 2025, 311 p.

УДК 553.98:551.762.3(571.511)
DOI 10.48612/sibprint/v7xt-x1bf-4tpr https://doi.org/10.48612/sibprint/v7xt-x1bf-4tpr

Сиговский региональный резервуар западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и прилегающих территорий Западной Сибири[1]

М. И. Евтушенко

Новосибирский государственный университет
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

Аннотация. Приведены данные по геологическому строению и распространению продуктивных горизонтов сиговской свиты верхней юры западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и прилегающих районов Западно-Сибирской геосинеклизы. По данным геофизических и литолого-палеонтологических исследований скважин, выполнена и представлена детальная корреляция продуктивных горизонтов группы СГ Тазо-Хетского структурно-фациального района.
Ключевые слова: Енисей-Хатангский региональный прогиб, верхняя юра, сиговская свита, продуктивные горизонты, корреляция.

Sigovsky regional reservoir of the western part of the Yenisei-Khatanga regional depression and adjacent territories of Western Siberia

M. I. Evtushenko

Novosibirsk State University, Novosibirsk.
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk.

Abstract. The paper presents data on the geological structure and distribution of the productive horizons of the Sikhov Formation of the Upper Jurassic in the western part of the Yenisei-Khatanga regional depression and the adjacent areas of the West Siberian geosyncline. Based on geophysical and lithological-paleontological studies of wells, a detailed correlation of the productive horizons of the SG group in the Taz-Khet structural-facies area has been performed and presented.
Keywords: Yenisei-Khatanga regional depression, Upper Jurassic, Sigovskaya formation, productive horizons, correlation.

Сиговская свита (верхи верхнего келловея – верхняя часть кимериджа) относится к числу наиболее перспективных объектов на поиски залежей углеводородов в верхнеюрских отложениях западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) и прилегающих территорий Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗСГ). В последние десятилетия арктические районы Западной Сибири рассматриваются как одно из основных направлений восполнения ресурсной базы углеводородного сырья. Несмотря на открытие ряда крупных месторождений на исследуемой территории, юрские отложения характеризуются низкой изученностью, а вопросы корреляции и индексации продуктивных пластов остаются дискуссионными [1]. В связи с этим уточнение геологического строения сиговской свиты и закономерностей распространения продуктивных горизонтов группы СГ в её составе является одной из актуальных задач при проведении нефтегазопоисковых работ.

В западной части ЕХРП, приуроченной к северной части Тазо-Хетского структурно-фациального района (СФР), сиговская свита характеризуется сокращёнными разрезами, толщина которых в среднем в два раза меньше, чем в разрезах, вскрытых в южной части Тазо-Хетского СФР относящихся к ЗСГ. В составе свиты выделяются две подсвиты, различающиеся по своему литологическому составу. Нижнесиговская подсвита представлена преимущественно

[1] © М. И. Евтушенко, 2026
Работа выполнена в рамках научной темы № FWZZ-2026-0044 Государственной программы фундаментальных научных исследований

песчано-алевролитовыми породами, слагающими продуктивные горизонты $СГ_5$–$СГ_7$ [2]. В кровле подсвиты залегает мощный песчаный пласт $СГ_5$, прослеживающийся в пределах всего Тазо-Хетского СФР и уверенно выделяющийся по комплексу ГИС, что позволяет использовать его в качестве регионального реперного уровня при корреляции разрезов свиты [3]. Пласты $СГ_6$ и $СГ_7$ менее выдержаны по простиранию, замещаясь глинисто-алевритистыми породами в направлении склонов крупных тектонических структур (Верхнекубинская площадь). Верхнесиговская подсвита на большей части территории существенно заглинизирована. Продуктивные горизонты $СГ_1$–$СГ_4$ имеют локальное распространение и редко прослеживаются даже в пределах отдельных площадей. Исключение составляют своды Усть-Портовского мегавыступа, где разрез верхнесиговской подсвиты практически полностью опесчанен (Нижнехетская площадь) (рис. 1).

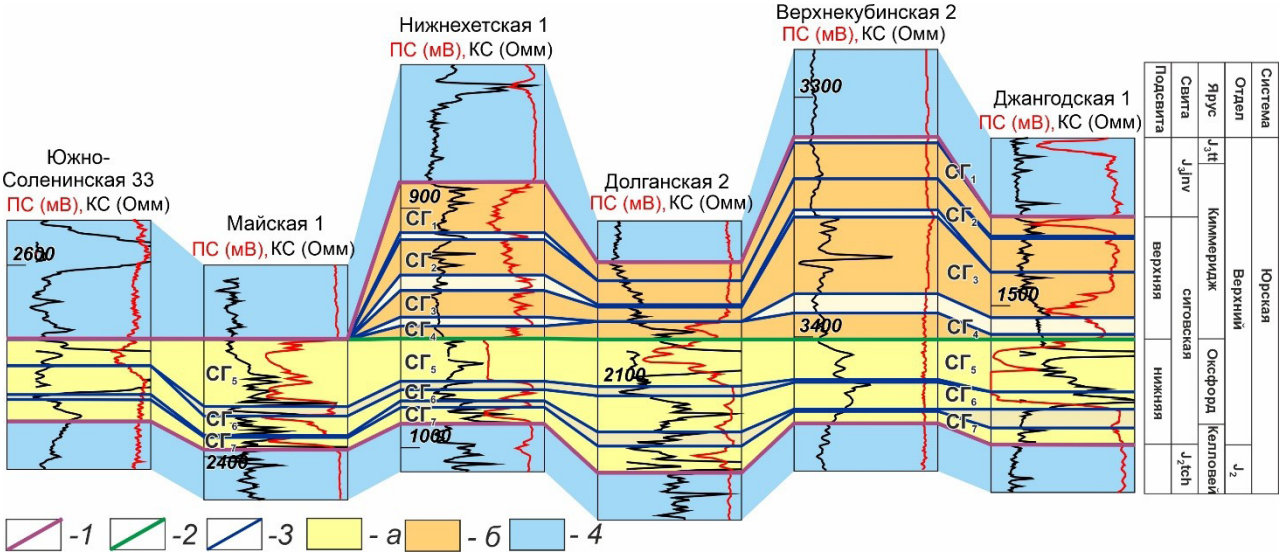


Рисунок 1. Корреляционный профиль продуктивных горизонтов сиговской свиты северной части Тазо-Хетского структурно-фациального района

Условные обозначения: 1 – границы свит; 2 – границы подсвит; 3 – границы продуктивных горизонтов: а – нижнесиговской подсвиты, б – верхнесиговской подсвиты; 4 – флюидоупоры. Индексы: J_2 – средняя юра, J_3tt – титонский ярус, J_3tch – точинская свита, J_3jnv – яновстанская свита.

К югу от Усть-Портовского мегавыступа, в центральной и южной частях Тазо-Хеткого СФР, отложения сиговской свиты в значительной степени глинизируются. Тем не менее, продуктивные горизонты группы СГ продолжают опознаваться в разрезе по повышенным значениям кажущегося сопротивления на диаграммах КС. Отдельные песчаные прослои приурочены, как правило, к продуктивному горизонту $СГ_5$, выдержанному на всей территории СФР. В южном направлении отмечается постепенное увеличение толщин сиговской свиты. В пределах Сузуно-Ванкорской зоны в составе нижнесиговской подсвиты появляется дополнительный продуктивный горизонт $СГ_8$, характерный для южных районов Тазо-Хетского СФР (рис. 2).

Таким образом, для исследуемой территории характерна постепенная глинизация разрезов сиговской свиты, развитых в западной части ЕХРП, в направлении Сузуно-Ванкорской зоны. Наиболее опесчаненными являются продуктивные горизонты нижнесиговской подсвиты, среди которых наиболее выдержанным в региональном плане является горизонт $СГ_5$. Верхнесиговская подсвита на большей части исследуемой территории представлена глинистыми и глинисто-алевролитовыми породами, с отдельными песчаными прослоями, носящими локальный характер распространения. Исключение составляют присводовые части Усть-Портовоского мегавыступа, где разрез свиты практически полностью опесчанен.

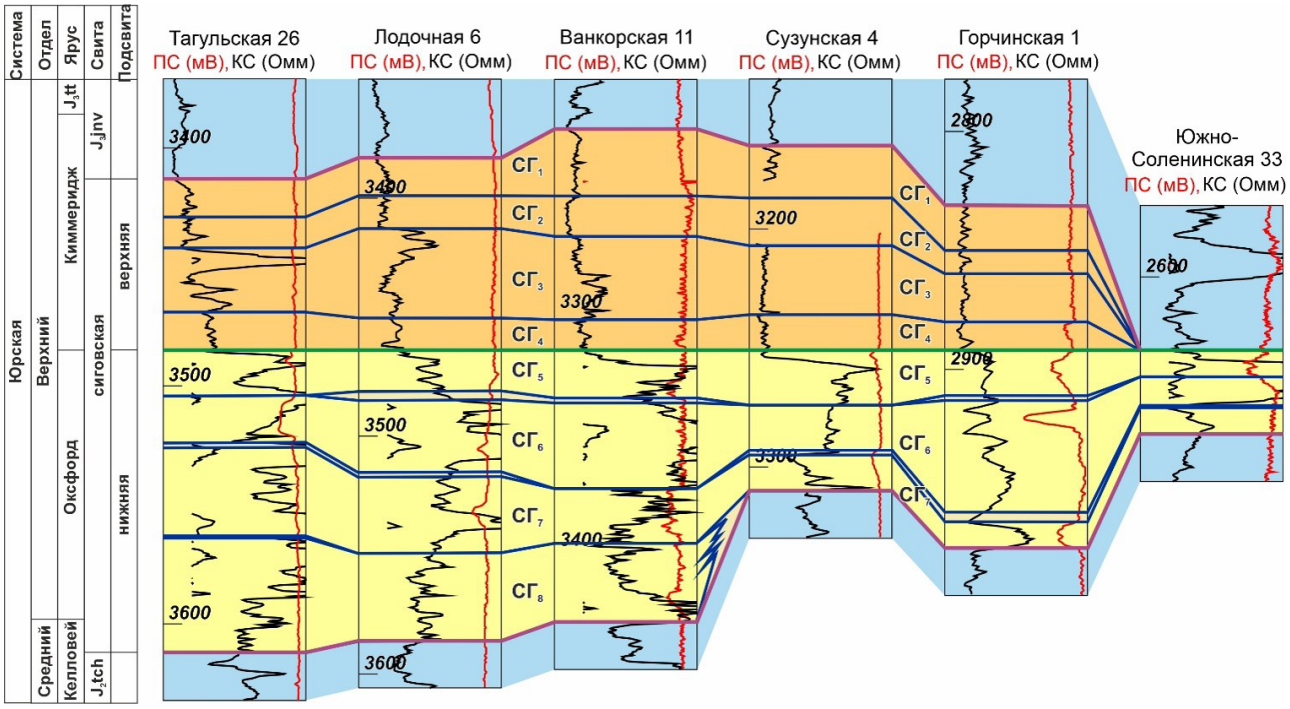


Рисунок 2. Корреляционный профиль продуктивных горизонтов сиговской свиты южной части Тазо-Хетского структурно-фациального района

Условные обозначения см. на рис. 1.

Список литературы:

1. Борисов Е.В. Вопросы корреляции и индексации продуктивных пластов группы СГ сиговской свиты в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2019, № 4 (40), с. 67-79.

2. Решение 6–го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. Новосибирск, ИГНГ СО РАН, 2004, 111 с.

3. Борисов Е.В. Сопоставление разрезов сиговской свиты Усть-Енисейского и Туруханского-Елогуйского подрайонов Тазо-Хетского структурно-фациального района // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2021, т. 16, № 4, с. 1–34.

УДК 551.762.3(550.4)
DOI 10.48612/sibprint/4tgg-tbf8-kk9t https://doi.org/10.48612/sibprint/4tgg-tbf8-kk9t

Органическое вещество верхнеюрских высокоуглеродистых толщ: состав, свойства и моделирование катагенетических преобразований[1]

П. Г. Зотова, Е. Ю. Макарова, М. А. Большакова

Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова

Аннотация. Представлены результаты комплексного сравнительного исследования верхнеюрских (волжских) высокоуглеродистых отложений на основе рентгенофазового анализа (РФА), пиролиза и органической петрографии. Охарактеризованы горючие сланцы Волжского, Печорского бассейнов, а также образцы баженовской свиты и формации Хеккинген. Установлены особенности состава органического вещества и его нефтегазоматеринского потенциала.
Ключевые слова: горючие сланцы, верхняя юра, органическое вещество, ламальгинит, пиролиз, органическая петрография, акватермолиз

Organic Matter of Upper Jurassic Highly Carbonaceous Strata: Composition, Properties, and Modeling of Catagenetic Transformations

P. G. Zotova, E. Yu. Makarova, M. A. Bolshakova

Lomonosov Moscow State University

Abstract: This study presents the results of a comprehensive comparative analysis of Upper Jurassic (Volgian) highly carbonaceous deposits using X-ray diffraction (XRD), pyrolysis, and organic petrography. Oil shales from the Volga and Pechora basins, along with samples from the Bazhenov and Hekkingen formations, are characterized. The specific compositional features of the organic matter and its hydrocarbon source potential have been established.
Keywords: oil shales, Upper Jurassic, organic matter, lamalginite, pyrolysis, organic petrography, aquathermolysis

Введение. Верхнеюрские высокоуглеродистые отложения широко распространены в пределах Восточно-Европейской платформы (ВЕП) и сопредельных территорий. В Печорском, Волжском, Центральном и Вычегодском сланценосных бассейнах ВЕП представлены преимущественно горючими сланцами [1], их погружёнными возрастными аналогами являются нефтегазоматеринские толщи Баренцевоморского и Западно-Сибирского бассейнов, в частности формация Хеккинген и баженовская свита.

Актуальность работы определяется тем, что горючие сланцы представляют интерес не только как самостоятельный вид твёрдого горючего полезного ископаемого, но и как уникальный источник информации о незатронутом катагенезом органическом веществе (ОВ) потенциально нефтегазоматеринских пород. Изучение состава и свойств такого ОВ позволяет наиболее полно оценить исходный генерационный потенциал и в дальнейшем точнее прогнозировать объёмы генерации и фазовый состав углеводородов (УВ) для зрелых одновозрастных толщ, в том числе на территории Арктического шельфа [2].

Несмотря на длительную историю изучения позднеюрских высокоуглеродистых толщ, до настоящего времени сохраняются дискуссии относительно условий накопления органического вещества. В качестве основных механизмов рассматриваются как развитие длительного шельфового дизоксидно-аноксического события (Shelf Dysoxic-Anoxic Event (SDAE)), охватившего значительную часть эпиконтинентальных бассейнов Северного полушария, так и региональные процессы, включающие апвеллинг, изменения биопродуктивности поверхностных вод и колебания объёмов терригенного сноса [3]. Согласно современным представлениям, накопление верхнеюрских черносланцевых толщ носило субглобальный характер и проявлялось в различных бассейнах Евразии,

[1] © П. Г. Зотова, Е. Ю. Макарова, М. А. Большакова, 2026

включая Русскую плиту, Западную Сибирь, Баренцевоморский регион и Северо-Западную Европу [3]. В связи с этим особую актуальность приобретает сравнительное изучение разнофациальных объектов: московских черных глин, горючих сланцев Печорского, Волжского, Центрального и Вычегодского бассейнов, а также их глубокопогружённых возрастных аналогов – баженовской свиты Западной Сибири и формации Хеккинген Баренцевоморского шельфа.

Объектом исследования являются одновозрастные (верхнеюрские, преимущественно средневолжский подъярус, зона Dorsoplanites panderi) [4] высокоуглеродистые отложения в пределах ВЕП и сопредельных бассейнов. Материал представлен образцами горючих сланцев Айювинского месторождения Печорского бассейна (образцы из обнажения – 3 шт., аншлифы – 3 шт. и шлифы – 3 шт.), коллекцией кернового материала (2 шт.) и аншлифов (30 шт.) Перелюбского, Коцебинского и Кашпирского месторождений Волжского бассейна, а также дополнительными образцами: керном из инженерно-геологических скважин (17 шт.) и аншлифами (3 шт.) московских чёрных юрских глин, керном формации Хеккинген норвежской части Баренцева моря площади Финнмарк (2 шт.) и керном баженовской свиты Западной Сибири Фроловской мегавпадины (2 шт.).

Цель работы – выявление критериев и взаимосвязей между литологией, мацеральным составом и обстановками осадконакопления верхнеюрских отложений ВЕП, обогащённых ОВ различного генезиса, для оценки их генерационного потенциала.

Материалы и методы. Комплекс исследований включал пиролитические и кинетические исследования (пиролизаторы HAWK и Rock-Eval 6), рентгенофазовый анализ (РФА, дифрактометр ДРОН-3М с гониометрами ГУР-8), литолого-петрографическое описание шлифов и определение мацерального состава ОВ в аншлифах (установка QDI302, CraicTechnologies, в простом отражённом свете и в УФ-свете с фильтром UV blue) согласно ГОСТ Р 55663-2013 и Р 55662-2013 [5,6,7]. Для оценки реализации генерационного потенциала незрелого ОВ применён метод акватермолиза в автоклавах объёмом 120 мл при температуре 300°С по разработанной авторами цикличной схеме отбора флюидов «на холодную» и «на горячую» [2,8,9,10].

Результаты и обсуждение.

Минеральный состав. Установлены существенные различия состава исследованных пород. Для горючих сланцев Айювинского месторождения Печорского бассейна характерна повышенная карбонатность (содержание кальцита до 70%), тогда как горючие сланцы Перелюбского месторождения (Волжский бассейн) преимущественно глинистые (среднее содержание глин около 82%), для Кашпирского месторождения (Волжский бассейн) отмечена значительная загипсованность образцов, горючие сланцы Коцебинского месторождения (Волжский бассейн) отличаются повышенной кремнисто-карбонатной составляющей. Баженовская свита Западной Сибири отличается высоким содержанием силикатов (кварц и полевые шпаты до 54%). Московские чёрные глины характеризуются смешанным глинисто-карбонатным составом с примесью кварца; лишь некоторые образцы отличаются повышенной кремнистостью.

Минеральные ассоциации позволяют уточнить условия осадконакопления исследованных пород. В ряде образцов установлено присутствие пирита, глауконита и хлорита. Совместное присутствие этих минералов свидетельствует о преимущественно спокойной гидродинамической обстановке и развитии восстановительных условий в придонной части водной толщи. Аналогичные ассоциации описаны для средневолжских отложений бассейна р. Айюва, где черносланцевые горизонты содержат аутигенный пирит и глауконит и интерпретируются как признаки сокращения терригенного привноса и периодического дефицита кислорода в придонных водах [5, 11]. Повышенная загипсованность пород Кашпирского месторождения может свидетельствовать о кратковременных эпизодах ограничения водообмена, увеличения солёности и относительного обмеления отдельных участков бассейна, что согласуется с предположением о более мелководных условиях осадконакопления по сравнению с другими изученными объектами.

Геохимическая характеристика. По результатам пиролиза ОВ всех изученных пород относится преимущественно к I и II типам (сапропелевому) и находится на ранних градациях катагенеза (ПК для печорских и волжских сланцев, образцов формации Хеккинген; $ПК_3$-$МК_1$ для образцов баженовской свиты). Содержание общего органического углерода (ТОС) высокое: для Айювинского

месторождения 18-36%, для Перелюбского, Коцебинского и Кашпирского месторождений Волжского бассейна 2-26%, для баженовской свиты 19-28%. Водородный индекс (HI) для большинства образцов превышает 600 мгУВ/г ТОС, а для ряда образцов волжских сланцев превышает 1000 мгУВ/г ТОС, что свидетельствует о превосходном нефтегазогенерационном потенциале [7]. ОВ московских чёрных глин относится преимущественно к III типу в отличие от своих одновозрастных аналогов и характеризуется низким HI (12-72 мгУВ/г ТОС) и ТОС менее 5,3%, а формация Хеккинген занимает промежуточное положение: HI в среднем 104 мгУВ/г ТОС и ТОС около 8,4%.

Мацеральный состав. Во всех изученных сланцевых толщах ОВ представлено преимущественно мацералами группы липтинита – ламальгинитом и телальгинитом, что указывает на накопление в морских восстановительных обстановках с существенной долей бактериальной переработки планктона. Второстепенными компонентами являются переотложенный витринит и единичные мацералы инертинита (микринит, фюзинит), отражающие незначительный привнос террагенного ОВ. Для Кашпирского месторождения отмечена наибольшая доля переотложенных компонентов, что может указывать на более мелководные условия и усиление влияния континентального источника материала. Для московских чёрных глин, напротив, основным компонентом ОВ являются переотложенный витринит и липтинит континентального происхождения (кутинит, споринит).

Изучение **фаунистических остатков** в ассоциации нектона и бентоса (двустворчатые и головоногие моллюски, брахиоподы, следы ползания Serpula) подтверждает накопление осадков в условиях мелкого шельфа на глубинах, вероятно, до 50 м.

Условия осадконакопления. Комплекс минералогических, палеонтологических и геохимических данных свидетельствует о накоплении исследованных высокоуглеродистых отложений в условиях мелководного эпиконтинентального моря с преимущественно спокойным гидродинамическим режимом. Формирование черносланцевых горизонтов сопровождалось сокращением поступления терригенного материала, развитием восстановительных условий в придонной части бассейна и повышенной сохранностью органического вещества.

Таким образом, формирование верхнеюрских высокоуглеродистых толщ следует рассматривать как результат взаимодействия глобальных факторов (эвстатические колебания уровня моря, климатическое потепление) и региональных особенностей отдельных бассейнов (интенсивность сноса, локальная гидродинамика и продуктивность биоты), определявших степень накопления и сохранности органического вещества.

Акватермолиз. Эксперименты по лабораторному моделированию катагенетического созревания ОВ горючего сланца Печорского бассейна и баженовской свиты показали принципиальные различия в составе генерируемых продуктов: суммарная генерация УВ выше у печорского сланца, однако в составе преобладает газ; баженовская свита генерирует меньше суммарных УВ, но сопоставимое количество жидких УВ (до 2,3 млн т/км^2), что делает её преимущественно нефтематеринской толщей [8,10]. После эксперимента пиролитические параметры закономерно изменились (Tmax возрос с 405-425 до 431-445 °C), а в аншлифах отмечена интенсификация свечения липтинитовых компонентов в УФ-свете, что связывается с генерацией и начальной миграцией битумоидов.

Заключение. Комплексное изучение верхнеюрских отложений ВЕП подтвердило, что, несмотря на минералого-геохимические различия, органическое вещество всех исследованных пород (за исключением московских черных глин) обладает сходной сапропелевой природой и превосходным генерационным потенциалом, реализация которого определяется степенью катагенетической преобразованности. Совокупность полученных данных свидетельствует о том, что формирование верхнеюрских высокоуглеродистых толщ происходило в рамках единой системы эпиконтинентальных морских бассейнов и контролировалось сочетанием повышенной биопродуктивности, периодического дефицита кислорода в придонных водах и колебаний терригенного привноса. Полученные результаты могут применяться для прогноза свойств верхнеюрских нефтегазоматеринских отложений ВЕП, а также при оценке нефтегазоносности их погружённых аналогов, в том числе на Арктическом шельфе.

Авторы выражают благодарность за предоставленные образцы Котик О.С. и Илясову В.С., а также за содействие в исследованиях Прониной Н.В., Вайтехович А.П., Кувинову И.В., Бычкову А.Ю., Хамидуллину Р.А., Косорукову В.Л., Кожанову Д.Д., Грязновой Д.А., Корневой Т.Н., Козловой Е.В., Колесниковой Т.О.

Список литературы:

1. Прокофьева Л.М., Андросов Б.Н., Череповский В.М. Месторождения горючих сланцев мира. М., Наука, 1988, 263 с.

2. Санникова И.А. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна: дис. … канд. геол.-мин. наук. М., МГУ, 2019, 181 с.

3. Rogov M.A. Late Jurassic–earliest Cretaceous prolonged shelf dysoxic-anoxic event and its possible causes // Geological Magazine, 2021, vol. 158, no. 1, p. 3-20.

4. Барышникова В.Н., Букина Т.Ф., Еремин В.Н., Иванов А.В., Кулева Г.В., Троицкая Е.А., Яночкина З.А. Разрез верхнеюрских сланцевых отложений Волжского бассейна (зона *Dorsoplanites panderi*). Саратов, Научная книга, 2004, 110 с.

5. Котик О.С., Салдин В.А., Валяева О.В. Органическое вещество верхнеюрских отложений Ижемского сланценосного района Тимано-Печорского бассейна // Известия Коми научного центра УрО РАН. Серия «Науки о Земле», 2020, № 6 (46), с. 96-107.

6. Илясов В.С. Условия формирования верхнеюрских горючих сланцев Волжского бассейна на примере месторождений Саратовского Поволжья: дис. … канд. геол.-мин. наук. М., МГУ, 2020, 237 с.

7. Зотова П.Г., Большакова М.А., Макарова Е.Ю., Пронина Н.В., Вайтехович А.П., Хамидуллин Р.А., Илясов В.С. Органическое вещество горючих сланцев Волжского бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология, 2026, № 2, с. 58-69.

8. Гордадзе Г.Н., Соломатина И.П. Термолиз дебитуминизированных пород как метод исследования нефтематеринских толщ // Геология нефти и газа, 1994, № 8, с. 41-48.

9. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Лыюров С.В., Бурцев И.Н. Органическое вещество горючих сланцев Айювинского месторождения // Известия Коми научного центра УрО РАН, 2016, № 2(26), с. 53-58.

10. Кувинов И.В., Зотова П.Г., Большакова М.А., Макарова Е.Ю. Предварительные результаты акватермолиза пород, содержащих низкопреобразованное органическое вещество аквального генезиса // Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXIV Международного симпозиума им. акад. М.А. Усова. Т. 2. Томск, Изд-во ТПУ, 2020, с. 241-242.

11. Эдер В.Г., Рогов М.А., Скоморохова А.Д., Панченко И.В., Можегова С.В., Покровская Е.В. Обстановки образования верхнеюрских чернослацевых отложений зоны Panderi бассейна р. Айюва (район Ухты) // Фундаментальные проблемы изучения вулканогенно-осадочных, терригенных и карбонатных комплексов (ЛИТОЛ-2025). Материалы конференции. М., ГЕОС, 2025, с. 292-296.

УДК 550.835: 551.24
DOI 10.48612/sibprint/e44m-ghdt-d655 https://doi.org/10.48612/sibprint/e44m-ghdt-d655

Применение метода радонометрии в зоне месторождения нефти «Грибное»[1]

П. И. Зуев

Институт горного дела УрО РАН, Екатеринбург

Аннотация. Обоснована эффективность радонометрии для выявления геодинамически активных зон в условиях глубокозалегающего кристаллического фундамента (на примере месторождения «Грибное»). Метод эманационной съемки в комплексе со спутниковой геодезией позволил выявить линейную разломную зону шириной до 127 м с субмеридиональным простиранием (336°). Доказано, что радоновые аномалии в почвенном воздухе служат надежным индикатором современных деформационных процессов в перекрывающем осадочном чехле мощностью до 3 км.
Ключевые слова: литосфера, геодинамическая активность, разломная зона, радонометрия, осадочный чехол

Application of the Radonometry Method in the Area of the "Gribnoye" Oil Field[1]

P. I. Zuev

Institute of Mining UB RAS, Ekaterinburg

Abstract. The efficiency of radonometry for identifying geodynamically active zones under conditions of a deeply buried crystalline basement is substantiated using the example of the "Gribnoye" oil field. The emanation survey combined with GNSS geodesy revealed a linear fault zone up to 127 m wide with a submeridional strike (336°). It is proved that radon anomalies in soil air serve as a reliable indicator of modern deformation processes in a 3 km thick sedimentary cover.
Keywords: lithosphere, geodynamic activity, fault zone, radonometry, sedimentary cover

Введение. Современная геодинамическая активность выступает фундаментальной причиной катастрофических деформаций в верхних слоях литосферы. Динамика земной коры напрямую определяет напряженно-деформированное состояние (НДС) массивов горных пород. Игнорирование этих процессов на этапах инженерно-геологических изысканий, проектирования и эксплуатации ответственных объектов (магистральных трубопроводов, горнодобывающих и нефтегазопромысловых комплексов) генерирует высокие социально-экономические и экологические риски. В условиях интенсивного освоения недр нефтегазоносных провинций Западной Сибири диагностика геодинамически активных зон наиболее рационально реализуется с привлечением неразрушающих полевых геофизических методов, интегрированных со спутниковой геодезией. Ведущее место в данном комплексе занимает эманационная радоновая съемка.

Теоретические основы метода и современное состояние проблемы.

Миграция ^{222}Rn (радона) в литосфере контролируется диффузионным, конвективным и эффузионным механизмами. Основным теоретическим постулатом радонометрии является положение о том, что геодинамически активные разрывные структуры формируют зоны повышенной проницаемости и трещиноватости, фиксируемые по аномалиям объемной активности радона (ОАР) в почвенном воздухе.

---

[1] © П. И. Зуев, 2026

Работа выполнена в рамках государственного задания № 075-00408-26-00. № гос. рег. 123012300007-7. Тема 3 (2025-2027). Выявление закономерностей развития геодинамических процессов в условиях техногенного преобразования недр и разработка мер по повышению безопасности горного производства (FUWE-2025-0003).

В классических работах В. В. Адушкина [1] и А. А. Спивака [2] доказано, что под влиянием естественных упругих колебаний и микросейсмического фона (в частности, на резонансной частоте 16,6 Гц) интенсивность эсхаляции радона резко возрастает. Покровные отложения выступают в роли своеобразных резонаторов, благодаря чему глубинные деформации транслируются в приповерхностный слой.

Современные исследования В. И. Уткина и А. К. Юркова [3, 4] существенно расширили представления о механизмах радонового переноса. Ими установлено, что диффузионная длина миграции радона ограничена первыми метрами, а крупномасштабные околоземные аномалии формируются за счет конвективного мелкодисперсного выноса глубинными газами-носителями CO_2, CH_4,H_2 по зонам открытой трещиноватости. При этом тектонические блоки, находящиеся в состоянии относительного покоя, подвергаются процессам кольматации (залечивания трещин), что блокирует миграцию газа. Напротив, в зонах современных движений НДС среды постоянно обновляется, поддерживая высокую проницаемость коллектора.

Развивая данный подход применительно к нефтегазовым месторождениям Западной Сибири, Т. Ш. Далатказин [5] показал, что современные короткопериодные деформации блочного массива вызывают флуктуации ОАР. Подземные флюиды, мигрируя через энергонапряженные зоны, обогащаются радионуклидами, создавая локальные гидрогеохимические и эманационные аномалии непосредственно над скрытыми разломами фундамента, перекрытыми мощным осадочным чехлом.

Объект и методика исследований. Экспериментальные работы выполнялись на территории Грибного месторождения нефти (район г. Когалым, ХМАО). Геологически участок представлен кристаллическим фундаментом, перекрытым мощной (порядка 3000 м) толщей терригенных осадочных пород (песчаники, алевролиты, глины, пески).

Для верификации геодинамической активности на двух локальных участках проведена радонометрическая съемка с использованием радиометра альфа-активных газов РГА-500. Измерения ОАР в почвенном воздухе выполнялись по трем профилям с шагом 10 и 15 м. Всего отработано 182 точки (77 – профиль № 1, 105 – профили № 2 и № 3).

Результаты и обсуждение. На первом участке (профиль № 1, протяженность 1093 м) ОАР варьировала в пределах 0,4–7,8 кБк/м³. Большинство значений близки к фоновым. Отсутствие выраженных аномалий обусловлено меридиональным направлением профиля, заложенного под слишком острым углом к главным тектоническим нарушениям района.

На втором участке (профили № 2 и № 3) установлена высокая дифференциация ОАР – от 1,1 до 13,6 кБк/м³. Здесь четко зафиксирована линейная радоновая аномалия субмеридионального простирания (азимут 336°) шириной до 127 м (рис. 1). На периферии зоны прослеживаются сопряженные трещинные структуры низшего ранга шириной 10–30 м. Характер распределения ОАР указывает на падение сместителя разлома в северо-восточном направлении. Высокие значения ОАР в условиях 3-километрового осадочного чехла подтверждают динамическое раскрытие трещин и постоянный приток эманаций, стимулируемый деформационными процессами. Наличие современной геодинамической активности подтверждено наблюдениями посредством спутниковой навигации. Существенные пространственные градиенты смещений на втором участке (до 45,3 мм по вертикали) четко пространственно приурочены к выделенной радоновой аномалии, что доказывает связь эманационных полей с подвижностью блоков фундамента.

Заключение. В результате проведенного комплекса исследований установлено, что массиву горных пород в районе Грибного месторождения нефти присуща выраженная структурно-тектоническая неоднородность. Современная активность глубокозалегающих разломов транслируется через мощный осадочный чехол, обуславливая дискретный характер деформирования дневной поверхности. Применение метода радонометрии доказало свою высокую эффективность и чувствительность при картировании скрытых геодинамически активных зон в сложных горно-геологических условиях Западной Сибири. Полученные результаты необхо-

димо учитывать при оценке устойчивости эксплуатируемых скважин и инженерных коммуникаций промысла.

Список литературы:

1. Адушкин В. В., Спивак А. А., Кожухов С. А., Кукушкин Ю. В. Резонансные особенности эсхаляции природного радона // Доклады Академии наук. – 2005. – Т. 400, № 3. – С. 369–371.

2. Спивак А. А., Кишкина С. Б. Исследование микросейсмического фона с целью определения активных тектонических структур и геодинамических характеристик среды // Физика Земли. – 2004. – № 7. – С. 35–49.

3. Уткин В. И., Юрков А. К. Радон как индикатор геодинамических процессов // Аппаратура и новости радиационных измерений. – 2008. – № 2. – С. 10–17.

4. Utkin V. I., Yurkov A. K. Radon as a tracer of tectonic movements // Russian Geology and Geophysics. – 2010. – Vol. 51, No. 2. – P. 220–227.

5. Далатказин Т. Ш. Влияние структурных особенностей горного массива на достоверность геодинамического районирования на основе режимных наблюдений за полем радоновых эманаций // Литосфера. – 2013. – № 1. – С. 158–161.

УДК 551.762:553.982:551.243(571.56)
DOI 10.48612/sibprint/m74h-dg7g-76h2 https://doi.org/10.48612/sibprint/m74h-dg7g-76h2

Юрский очаг генерации углеводородов на северном склоне Якутского свода[1]

А. И. Калинин

Институт проблем нефти и газа Якутского НЦ СО РАН, Якутск

Аннотация. В работе рассматриваются промысловые и геохимические показатели юрских отложений, свидетельствующие об их нефтегенерирующем потенциале. Отмечена схожесть осадочного чехла Северного склона Якутского свода с Вилюйской гемисинеклизой. Даны количественные и качественные характеристики органического вещества юрских отложений. Сделан вывод о необходимости изучения мезозойского очага генерации нефти.
Ключевые слова: Вилюйская гемисинеклиза, Якутский свод, юрские отложения, генерация нефти

Urassic hydrocarbon generation center on the northern slope of the Yakut arch

A. I. Kalinin

Institute of Oil and Gas Problems Yakut SC SB RAS, Yakutsk

Abstract. The paper examines the commercial and geochemical indicators of the Jurassic deposits, indicating their oil-generating potential. There is a similarity between the sedimentary cover of the northern slope of the Yakut arch and the Vilyui hemisyneclise. Quantitative and qualitative characteristics of organic matter of the Jurassic deposits are given. A conclusion was made on the need to study the Mesozoic source of oil generation.
Keywords: Vilyui hemisyneclise, Yakut arch, Jurassic deposits, oil generation

Введение. Осадочный чехол Северного склона Якутского свода, по данным глубокого бурения, сложен вещественными и возрастными аналогами отложений юго-восточной части Вилюйской гемисинеклизы, которая наряду с Предверхоянским прогибом являются частями некогда единой краевой системы востока Сибирской платформы [1]. В настоящее время превалирует позиция о верхнепалеозойском континентальном генезисе углеводородов газовых и газоконденсатных месторождений Вилюйского газоносного района. Вместе с тем имеются геологические и геохимические данные, свидетельствующие о возможности наличия мезозойского очага нефтегенерации.

Основная часть. Впервые о перспективах нефтегазоносности Северного склона Якутского поднятия начали упоминать после бурения Намской опорной скважины, где именно из юрско-мелового интервала были получены незначительные притоки горючего газа. Намская опорная скважина глубиной 3003 м вскрыла меловые и юрские отложения (бурение остановлено предположительно в нижней юре). Во время испытаний из многих горизонтов были получены пластовые воды с растворенным газом. Расчетный дебит газа в открытом стволе из предположительно нижнеюрского интервала (2364-3003 м) составил 430 м^3/сут.

Вполне вероятно, отмеченные выше газопроявления генетически связаны с сунтарской свитой нижней юры. Она сложена преимущественно морскими глинистыми осадками и повсеместно распространена в пределах Вилюйской гемисинеклизы. Несмотря на небольшую толщину (26-32 м), свита предельно обогащена сапропелевым органическим веществом (керо-ген II), что делает ее одним из главных нефтегазоматеринских толщ Вилюйской синеклизы [2].

Изучению особенностей рассеянного органического вещества (РОВ) сунтарской свиты Вилюйской гемисинеклизы посвящено множество работ. По исследованиям [3] в аргиллито-

[1] А. И. Калинин, 2026

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации №125020301277-6

вых разностях сунтарской свиты содержание Сорг составляет 1,02 % (214 определений), в песчано-алевритовых – 0,65% (91). Также указывается, что характер распределения Сорг не имеет четкой дифференциации по площади региона, что свидетельствует о равномерном распределении органического вещества.

В этой связи результаты В.А. Каширцева, полученные в ходе изучения Мунского и Верхнемунского битумных полей, могут быть справедливы и к юго-восточной окраине Вилюйской синеклизы. Согласно этим исследованиям, по набору и распределению биомаркеров, юрские битумы Мунского поднятия обязаны своим происхождением нефтям, образованным за счет преимущественно сапропелевого органического вещества собственно юрских морских материнских отложений.

Плинсбахские и тоарские (сунтарская свита) морские глинистые толщи широко распространены к востоку от Мунского поднятия в пределах погруженной части Предверхоянского прогиба [4].

Конечно надо отметить, что в монографии Олли И.А. (1975) отмечается катагенетическая незрелость нижне- и верхнеюрских отложений, где встречаются пачки глинистых алевролитов, содержание ОВ в которых достигает 3%, однако исключением могут быть территории Линденской [5] и Лунхино-Келинской впадин и прилегающей части Предверхоянского прогиба [6], где глубина залегания юрских пород достигает 4 км, а степень преобразованности ОВ соответствует начальным стадиям мезокатагенеза, что предполагает процессы генерации жидких УВ. При этом надо учесть тип органического вещества юрских отложений, где преобладают сапропелевые составляющие [7]. Начало катагенетических превращений РОВ гумитосапропелитов верхнелейасовых отложений проявляется уже при переходе от стадии ПК к $МК_1$ на глубине 1700 м, эти процессы усиливаются с погружением пород на стадии $МК_1$ [2].

Весьма интересным представляется полученная зависимость увеличения нефтеотдачи с увеличением глубин погружения тоарских отложений [3]. С этой точки зрения максимальную нефтеотдачу сунтарской свиты можно ожидать на территориях Лунхино-Келинской и Линденской впадин. В таблице 1 даны средние значения коэффициента нефтеотдачи сунтарской свиты по площадям изучения [3].

Таблица 1. Коэффициенты нефтеотдачи сунтарской свиты

Площади	Глубины отбора проб	К.н.о.
Средневилюйская	1373-1410, 1504,5-1536,5	0,39
Мастахская	1697- 1746	0,47
Бадаранская	2007-2060	0,53
Нижневилюйская	2430-2486, 2420-2490	0,55
Быраканская	2666,5-2671	0,68

Теоретически УВ нижнеюрского происхождения могут экранироваться глинистыми пластами средней юры локального или зонального распространения. Исследования [8] указывают на присутствие палеонтологических остатков морского генезиса в отложениях среднеюрского возраста в пределах Северного склона Якутского свода. Морские условия осадконакопления подразумевают наличие глинистых пластов локального и зонального распространения, способных служить достаточно эффективными флюидоупорами. Газовые и газоконденсатные залежи в среднеюрских отложениях установлены на Средневилюйском, Толонском, Мастахском и Усть-Вилюйском месторождениях

Среднеюрские, верхнеюрские и нижнемеловые отложения Вилюйской гемисинеклизы и примыкающей к ней центральной части Предверхоянского прогиба по степени катагенеза рассеянного органического вещества (РОВ) обнаруживают отчетливо выраженную зональность, связанную с их региональным погружением (табл. 2).

Таблица 2. Коэффициенты нефтеотдачи в средне-верхнеюрских и нижнемеловых отложениях по Сороко Т. И. [9]

Площадь	Возраст	Количество определений	Сорг	К.н.о. среднее
СН,Бад, НВ	Нижний мел	23	0,25-1,0	0,24
Э, Бал	Нижний мел	24	0,85-2,4	0,54
СВ, Т, М, СН, Бад, НВ, Быр	Верхняя юра	72	0,37-2,8	0,33
С, К	Верхняя юра	13	0,32-0,64	0,56
Бер, О	Верхняя юра	39	0,55-1,5	0,5
СВ, Т, М, СН	Средняя юра	53	0,5-1,48	0,31
Быр, Бер, НВ	Средняя юра	15	0,72-1,54	0,49
УВ, О, С, К	Средняя юра	18	0,4-1,06	0,51

Примечание: СН – Соболох-Неджелинская, Б – Бадаранская, Быр – Быраканская, Э – Эксенняхская, УВ – Усть-Вилюйская, НВ – Нижневилюйская, Бер – Бергеинская, О – Олойская, К – Китчанская, СВ – Средневилюйская, Т – Толонская, М – Мастахская, Бал – Балымахская, Бад – Бадаранская, С – Сангарская.

В верхней юре промышленные притоки газа установлены на Средневилюйском, Толонском, Бадаранском и Усть-Вилюйском месторождениях. Кроме того, известны нефтепроявления на Бергеинском и Олойском площадях глубокого бурения из верхнеюрских отложений [10]. Все установленные залежи и проявления экранируются зональными глинистыми флюидоупорами.

Выводы. Таким образом, из всего приведенного можно говорить о необходимости учитывать при нефтегазопоисковых работах возможности генерации мезозоя, особенно принимая во внимание повсеместную распространенность этих отложений и их достаточно большие объемы. Необходимо продолжать изучать возможность наличия мезозойского очага генерации нефти.

Список литературы:

1. Сафронов А.Ф. Историко-генетический анализ процессов нефтегазообразования (на примере востока Сибирской платформы). Якутск: ЯНЦ СО РАН. 1992. 148 с.

2. Зуева И.Н., Чалая О.Н., Сафронов А.Ф., Каширцев В.А. Характеристика рассеянного органического вещества и оценка нефтегенерационного потенциала верхнелейасовых отложений Вилюйской синеклизы // Наука и образование, №2, 2013. С.41-46.

3. Сороко Т.И. Геохимическая характеристика рассеянного органического вещества верхнелейасовых отложений Вилюйской синеклизы и оценка их нефтепроизводящих свойств // Нефтегазоносность Западной Якутии. – Новосибирск: Наука, 1973 – С.78-85.

4. Каширцев В.А. Органическая геохимия нафти дов востока Сибирской платформы. – Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2003. – 160 с.

5. Космачева, А.Ю. Трехмерное бассейновое моделирование нефтегазоносных систем верхнего палеозоя и мезозоя Вилюйской гемисинеклизы / А. Ю. Космачева, М. О. Федорович // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 4. – С. 28-32. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-4-28-32.

6. Калинин А.И. Дифференцированная оценка перспектив нефтегазоносности бортов Вилюйской синеклизы / А. И. Калинин, А. И. Сивцев // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. Серия: Науки о Земле. – 2025. – № 4(40). – С. 25-43. – DOI 10.25587/2587-8751-2025-1-25-43.

7. Геохимия органического вещества нефтегазоносных отложений Западной Якутии. – Новосибирск: Наука, 1984. – 113 с.

8. Гриненко В.С., Князев В.Г. Нижняя–средняя юра Якутского погребенного сводового поднятия, Тукуланского выступа и Лунгхинско-Келинской впадины: расчленение разрезов и их корреляция// Отечественная геология, № 1. 2017. С.75-84.

9. Сороко Т.И. О возможности нефтегазообразования в средне-верхнеюрских и нижнемеловых отложениях Вилюйской синеклизы и Предверхоянского прогиба по битуминологическим данным // Нефтегазоносность Западной Якутии. – Новосибирск: Наука, 1973 – С.85-94.

10. Сивцев, А. И. Верхнеюрско-нижнемеловой нефтегазоносный комплекс востока Сибирской платформы / А. И. Сивцев, О. Н. Чалая, И. Н. Зуева // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – № 1(33). – С. 81-87.

УДК 338.47
DOI 10.48612/sibprint/8ekf-h84v-3hm8 https://doi.org/10.48612/sibprint/8ekf-h84v-3hm8

Теоретико-методическая концепция региональных цепей создания стоимости в газовой отрасли[1]

А. А. Карташевич

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

Аннотация. Развитие региональных цепей создания стоимости в газовой отрасли оказывает прямое влияние на формирование новых центров добычи, переработки и реализации газа. В работе рассматривается цепь создания стоимость как инструмент анализа при формировании новых товарных, информационных и финансовых потоков. Вместе с этим охарактеризована цепь поставки природного газа и приведена методическая основа ее анализа.
Ключевые слова: природный газ, цепь создания стоимости, логистические потоки, методическая база, транспорт и переработка.

Theoretical and methodological concept of regional value chains in the gas industry

A. A. Kartashevich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. The development of regional value chains in the gas industry has a direct impact on the formation of new gas production, processing and sales centers. The paper considers the value chain as an analysis tool for the formation of new commodity, information and financial flows. At the same time, the natural gas supply chain is characterized and the methodological basis for its analysis is given.
Keywords: natural gas, value chain, logistics flows, methodological framework, transportation and processing.

Введение. Смена экспортной парадигмы в России привела к высвобождению товарных рынков и переориентации на новые рынки. В контексте системообразующей нефтегазовой отрасли развитие новых направлений поставок газа, нефти, продуктов их переработки привело к повышению нагрузки на существующие транспортно-логистические системы. Основной и наиболее распространенной частью этих систем являются поставки углеводородного сырья трубопроводным транспортом в страны СНГ и АТР, однако это не является единственным способом их организации. При этом в стране существует возможность создания крупных сырьевых центров и обновления минерально-сырьевой базы углеводородов за счет ввода в промышленное освоение новых месторождение Восточной Сибири и Дальнего Востока [1]. В связи с этим возникает необходимость анализа цепей поставок углеводородного сырья и продуктов его переработки, процессов создания дополнительной стоимости продукта и концепции теоретико-методического анализа этих систем.

Теоретико-методическая основа анализа цепей поставок создания стоимости

Цепь поставки природного газа представляет собой сетевую систему, содержащую несколько основных сегментов, которые можно разделить на несколько блоков. При этом связи блоков могут меняться между собой в зависимости от выбранных способов переработки, товарной номенклатуры продукции, наличия побочных продуктов добычи и переработки, компонентного состава газа и в целом уровней рентабельности товарной продукции и целесообразности ее производства [2]. В нефтегазовой отрасли выделяю сегменты Upstream (добыча и первичная подготовка), Midstream (транспортировка и хранение), Downstream (переработка, распределение и сбыт) (рис. 1).

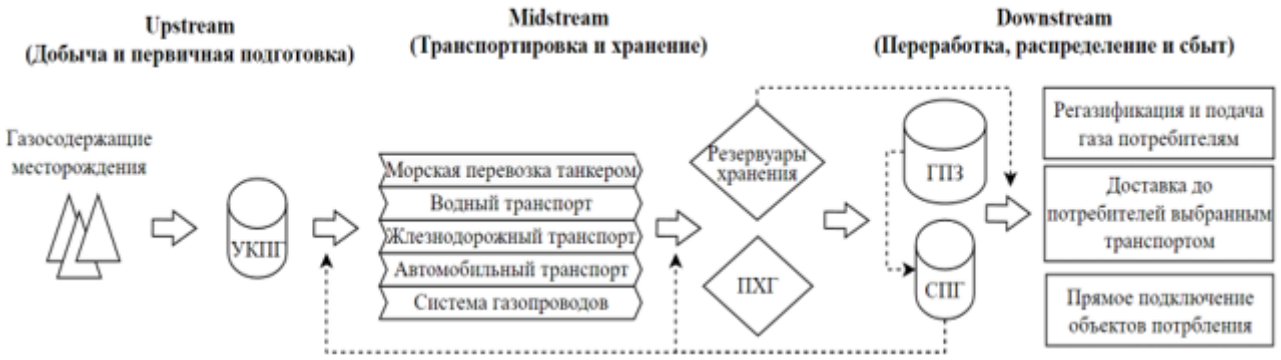


Рисунок 1. Общая схема цепи поставки природного газа

В настоящее время в России уже существует множество способов реализации углеводородного сырья, в основном это интер- и мультимодальные перевозки [3]. Движение сырьевого потока газа начинается с промысла в момент его добычи на месторождении. Пластовый флюид необходимо подготовить к транспортировке, для этого на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) осуществляется отчистка от песка, серы, и разделение на отдельные флюиды (газ, нефть, конденсат). Реализация каждого из флюидов представляет собой отдельную цепь поставок, с набором необходимых объектов переработки транспорта, распределения и сбыта. Для природного газа такая цепь может иметь дополнительные звенья, связанные с транспортировкой доставкой и глубокой переработкой отдельных фракций газа, в зависимости от наличия гомологов метана в составе. В целях описания концепции цепей создания стоимости при реализации природного газа была составлена общая схема движения логистических потоков при реализации газа трубопроводным транспортом отражающая материальный, финансовый и информационный потоки, которые существуют в рамках вертикально-интегрированного холдинга (рис. 2).

Схема отражает методическое описание постановки задачи при построении цепи поставки через ориентированные мультиграфы. В данном случае сегменты разбиты на 6 блоков отражающие технологический процесс движения и преобразования природного газа до конечного потребителя, при этом каждый блок можно детализировать на уровне конкретной производственной задачи или логистической операции. А при необходимости проработки многопродуктовой линейки при переработке газового сырья цепь может приобрести сетевую структуру, что часто и происходит на практике.

1. Месторождение (добыча). Расположение сырьевых центров их запасов качество и состав газового сырья определяют протяженность цепи, необходимость переработки и наличие дополнительных блоков (звеньев) цепи. Первоначальный инвестиционные, материальные и информационные потоки преобразуются в промысел, где осуществляется добыча сырья.
2. УКПГ. Формирует потоки движения подготовленного газа, который может выступать конечным продуктом или сырьем для переработки, а также формирует побочные продукты подготовки газа.
3. Транспорт. Учитываются способы доставки конечной продукции, сырья и побочных продуктов, что требует ответвлений от цепи.
4. Газоперерабатывающий завод (ГПЗ). Ресурсоемкое производство, обычно формирует несколько продуктов переработки, каждое их которых может реализовываться как сырье для газохимической отрасли или для конечного потребления, что добавляет новые звенья цепи.
5. Распределение. Отдельное направление транспортировки готовых продуктов на реализацию внешним потребителям, от создания сетей газопроводов низкого, среднего давления и газораспределительных станций, до парка автомобильного транспорта.
6. Потребитель. Разные потребители требуют отельной проработки способов распределения продукции. на этом этапе появляются внешние денежный потоки за оплату тарифов

на газ в рамках определенных групп потребителей, например, оптовых (энергетика, заводы, поставки в рамках ГЧП и др.) и населения (газ как ГМТ, топливо на хозяйственные нужды).



Рисунок 2. Общая структурная модель цепочки создания стоимости при реализации природного газа с указанием движения логистических потоков

Примечание: Синяя стрелка – движение материального потока; Зеленая стрелка – движение финансового потока; Фиолетовая стрелка – движение информационного потока.

Отмечу что в рамках вертикального холдинга, обладающего необходимыми производственными блоками для транспортировки, добычи, переработки и т.д. внешние финансовые потоки формируются на этапах привлечения инвесторов для развития новых производств/промыслов и при реализации товарной продукции потребителям, между подразделениями компании действует система внутренних взаиморасчетов и трансфертного ценообразования, при этом добавленная стоимость рассчитывается на каждом этапе движения и преобразования газового потока.

Для анализа цепей создания стоимости и формирования новых используются разные группы методов (табл. 1) [5-6].

Таблица 1. Краткий обзор методического инструментария проектирования и анализа цепей создания стоимости

Группы методы	Инструменты	Цель метода
Экономико-финансовые	Функционально-стоимостной анализ, трансфертное ценообразование	Оценка внутренних цен, оптимизация финансовых потоков, учет затрат
Структурно-топологические	Сетевой и структурный анализ, теория графов, моделирование топологии.	Расчет положения узлов сети их связей, поиск «бутылочного горлышка»,
Процессно-функциональные	SCOR (Supply Chain Operations Reference); VSM (Value Stream Mapping	Систематизация процессов, стандартизация ключевых метрик, картопостроение цепи и ее визуализация,
Макроуровневый анализ системы	Топливно-энергетический баланс, многокритериальный анализ, сценарное и имитационное моделирование	Анализ рисков, стратегическое планирование
Цифровые [4]	Цифровые двойники, смешанное целочисленное линейное программирование, Internet of Things (IoT)	Анализ реальных физических и технологических процессов в цепи и их цифровая модуляция.

Заключение. Внедрение различных методов анализа цепи создания стоимости определяет проработанность каждого звена и ребра этой цепи, их полноту и минимизирует риски функционально неисправности звеньев. При этом начинать необходимо с макроуровнего ана-

лиза данных о текущем энергопотреблении регионов, наличия сырьевой базы и мест потенциального спроса на него.

Список литературы:

1. Проворная И.В., Филимонова И.В., Гладких К.Д. Проблемы транспортной обеспеченности регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока // Проблемы Дальнего Востока. – 2024. – № 3. – С. 129-146.

2. Филимонова И.В., Карташевич А.А. Прогнозирование цепей поставок газа в границах региональной транспортно-логистической системы // Транспортное дело России. – 2025. – № 5. – С. 11-13.

3. Карташевич А.А., Филимонова И.В. Оценка инвестиций в формирование транспортно-логистической системы региона для целей газификации // Мир экономики и управления. – 2025. – Т. 25. – № 1. – С. 57-83.

4. Шут А. А. Тренды цифровой трансформации цепочек поставок на примере рынка нефтепродуктов // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2024. – №. 4-3. – С. 520-529.

5. Смирнова Е. А., Зуев А. В. Модели и методы управления цепями поставок //Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Экономика. – 2022. – №. 2. – С. 95-100.

6. Chernyaev M. V., Boiko A. A. Economic efficiency of gas industry investment projects in Russia on the example of export gas pipelines //RUDN Journal of Economics. – 2022. – Т. 30. – №. 4. – С. 587-601.

УДК 550.832
DOI 10.48612/sibprint/af56-23vx-vzbp https://doi.org/10.48612/sibprint/af56-23vx-vzbp

Сигналы электрического микрокаротажа в анизотропных отложениях Западной Сибири по результатам численного моделирования[1]

Д. В. Касплер[1], К. В. Сухорукова[2], О. В. Нечаев[2]

[1] Новосибирский государственный университет
[2] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

Аннотация. Проведено численное моделирование сигналов гальванических микрозондов для геоэлектрических условий разрезов Западной Сибири. Сигналы рассчитаны конечно-элементным алгоритмом. Параметры модели соответствуют нижнемеловым нефтесодержащим анизотропным коллекторам, условия в скважине – бурению на глинистом и полимерном буровых растворах.
Ключевые слова: численное моделирование, конечно-элементный алгоритм, гальванический микрокаротаж, удельное электрическое сопротивление, электрическая анизотропия

Electrical micrologging signals in anisotropic sediments of Western Siberia based on numerical modeling results

D. V. Kaspler[1], K. V. Sukhorukova[2], O. V. Nechaev[2]

[1] Novosibirsk State University, Novosibirsk
[2] Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. Numerical modeling of galvanic microprobe signals for geoelectric conditions in Western Siberian sections was performed. The signals were calculated using a finite element algorithm. The model parameters are typical for Lower Cretaceous oil-bearing anisotropic reservoirs, and the wellbore conditions are typical for drilling with clay and polymer drilling fluids.
Keywords: numerical modeling, finite element algorithm, galvanic micrologging, electrical resistivity, electrical anisotropy

Введение. Для решения обратной электрогидродинамической задачи важно учитывать радиальное распределение удельного электрического сопротивления (УЭС) в нефтегазовом коллекторе [1, 2, 3, 4]. Формирование радиального профиля УЭС в пласте, который насыщен пластовой водой, нефтью и/или газом, происходит в ходе и после бурения: в поровое пространство проникает фильтрат бурового раствора (ФБР), в результате чего происходит перераспределение пластовых флюидов. На характер этого распределения влияют разные факторы, такие как фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора, физические характеристики и соотношение пластовой воды и нефти, тип бурового раствора (БР), а также параметры процесса бурения.

Ключевое для анализа фильтрационных процессов значение имеет прискважинная зона – область, прилегающая непосредственно к стенке скважины. С одной стороны, ее характеристики позволяют уточнить такие параметры коллектора, как коэффициент пористости, проницаемость и содержание остаточных флюидов [5], поскольку именно они характеризуют свойства пласта как продуктивного коллектора. С другой стороны, информация о свойствах этой зоны определяет значения сигналов электрического микрокаротажа и может быть из них восстановлена.

Гальванические зонды микрокаротажа охватывают интервал от 2–3 до 10–15 см от стенки скважины [6, 7, 8, 9, 10]. С помощью микроградиент и микропотенциал зондов (МГЗ и МПЗ)

[1] © Д. В. Касплер, К. В. Сухорукова, О. В. Нечаев, 2026
Исследование в части моделирования сигналов в электрически анизотропных средах выполнено при финансовой поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2026-0049

выделяются проницаемые пласты. Как правило, УЭС глинистой корки (ГК) ниже, чем УЭС зоны проникновения (ЗП). Вследствие этого $\rho_{к\ МГЗ}$ меньше, чем $\rho_{к\ МПЗ}$. Подобное соотношение считают надежным маркером фильтрации бурового раствора вглубь пласта, а значит, наличия у породы пористости и проницаемости. Для оценки УЭС зоны проникновения используют данные микробокового фокусирующего зонда (МБК). Такой подход применяется в методиках интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС): значение УЭС ФБР определяют по палеткам, после чего пересчитывают УЭС промытой зоны в коэффициент пористости либо в параметры формулы Арчи-Дахнова.

Анализ современных данных микрокаротажа выявляет нетипичные соотношения сигналов: в отдельных случаях кажущееся сопротивление по МПЗ ($\rho_{к\ МПЗ}$) оказывается ниже, чем по МГЗ ($\rho_{к\ МГЗ}$), а показатели по микробоковому каротажу ($\rho_{к\ МБК}$) приближаются к значениям МГЗ. Отдельного внимания заслуживают измерения в интервалах анизотропных пород: некоторые аспекты этой тематики ранее частично освещались в исследованиях Е. В. Чаадаева [11]. В ИНГГ СО РАН создан комплекс программ для моделирования сигналов МГЗ, МПЗ, МБК на основе конечно-элементных алгоритмов [12]. Расчеты проведены для башмака в форме плоского прямоугольника 100×200 мм со скошенными краями, что обеспечивает прилегание краев к стенке скважины, но в его середине создается зазор толщиной в 5 мм между электродами и породой при радиусе скважины 0.108 м. Это соответствует реальной ситуации: при неровной стенке скважины идеальное прилегание башмака обычно не достигается, и между электродами и породой есть тонкий слой бурового раствора [13, 14].

На рисунке 1 представлены графики зависимости расчетных сигналов микрозондов от отношения вертикального (ρ_v) и горизонтального (ρ_h) УЭС анизотропной ЗП при разных УЭС БР и ГК, с изменением толщины ГК и ρ_h. Толщина ЗП 0.3 м превышает глубинность микрозондов, и УЭС пласта не влияет на сигнал. При росте $R_{отн} = \rho_v/\rho_h$ показания обычных микрозондов при прочих равных параметрах среды выходят на один уровень. Однако в случае УЭС БР = 2 Ом·м при толщине ГК = 2 мм наблюдается значительный рост $\rho_{к\ МГЗ}$ при малом изменении $\rho_{к\ МПЗ}$, и при $R_{отн} > 1.25$ при $\rho_h = 4$ Ом·м и $R_{отн} > 3.25$ при $\rho_h = 8$ Ом·м $\rho_{к\ МГЗ} > \rho_{к\ МПЗ}$. При толщине ГК более 5 мм или при более низкоомном БР уровни сигналов практически совпадают. Результаты расчетов при УЭС БР < 0.5 Ом·м слабо зависят от анизотропии, что недостаточно для выявления анизотропии при наличии глинистой корки.

На сигналы МБК наличие глинистой корки и изменение УЭС БР слабо влияют: графики для разных значений УЭС БР и толщины и УЭС ГК практически совпадают. При $R_{отн} = 1$ значения $\rho_{к\ МБК}$ занижены относительно ρ_h не более чем на 3%, а при увеличении ρ_v возрастают и при $R_{отн} = 4$ превышают ρ_h на 10–12%.

Заключение. С использованием программных средств численного моделирования, реализующих конечно-элементный алгоритм в рамках цилиндрически слоистой геоэлектрической модели с возможностью задания произвольного расположения зондов, выполнены расчеты сигналов гальванического микрокаротажа. Рассмотрены геоэлектрические модели нижнемеловых коллекторов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В ходе расчетов установлены основные закономерности распределения сигналов для моделей пластов с глинистой коркой и анизотропной зоной проникновения.

В ходе исследования выявлены следующие особенности соотношения сигналов МГЗ, МПЗ и МБК. При наличии низкоомного БР и зазора между электродами и породой сигналы МГЗ и МПЗ зависят от УЭС БР и ГК, а не от анизотропии. При УЭС БР = 2 Ом·м значение $\rho_{к\ МГЗ}$ растет с усилением анизотропии. Значения $\rho_{к\ МБК}$ слабо зависят от УЭС БР и ГК, но чувствительны к $R_{отн}$. При толщине ГК 5 мм, характерной для глинистых БР, сохраняется классическое соотношение сигналов $\rho_{к\ МГЗ} < \rho_{к\ МПЗ} < \rho_{к\ МБК}$.

По результатам моделирования, при наличии анизотропии УЭС в коллекторе оценка УЭС промытой зоны по данным МБК может быть завышена, а малая толщина фильтрационной корки при бурении на полимерном буровом растворе приводит к изменению соотношения данных МГЗ и МПЗ относительно «классического» случая глинистой корки при бурении на глинистом

растворе. Эти особенности необходимо учитывать при анализе практических данных электрического микрокаротажа.

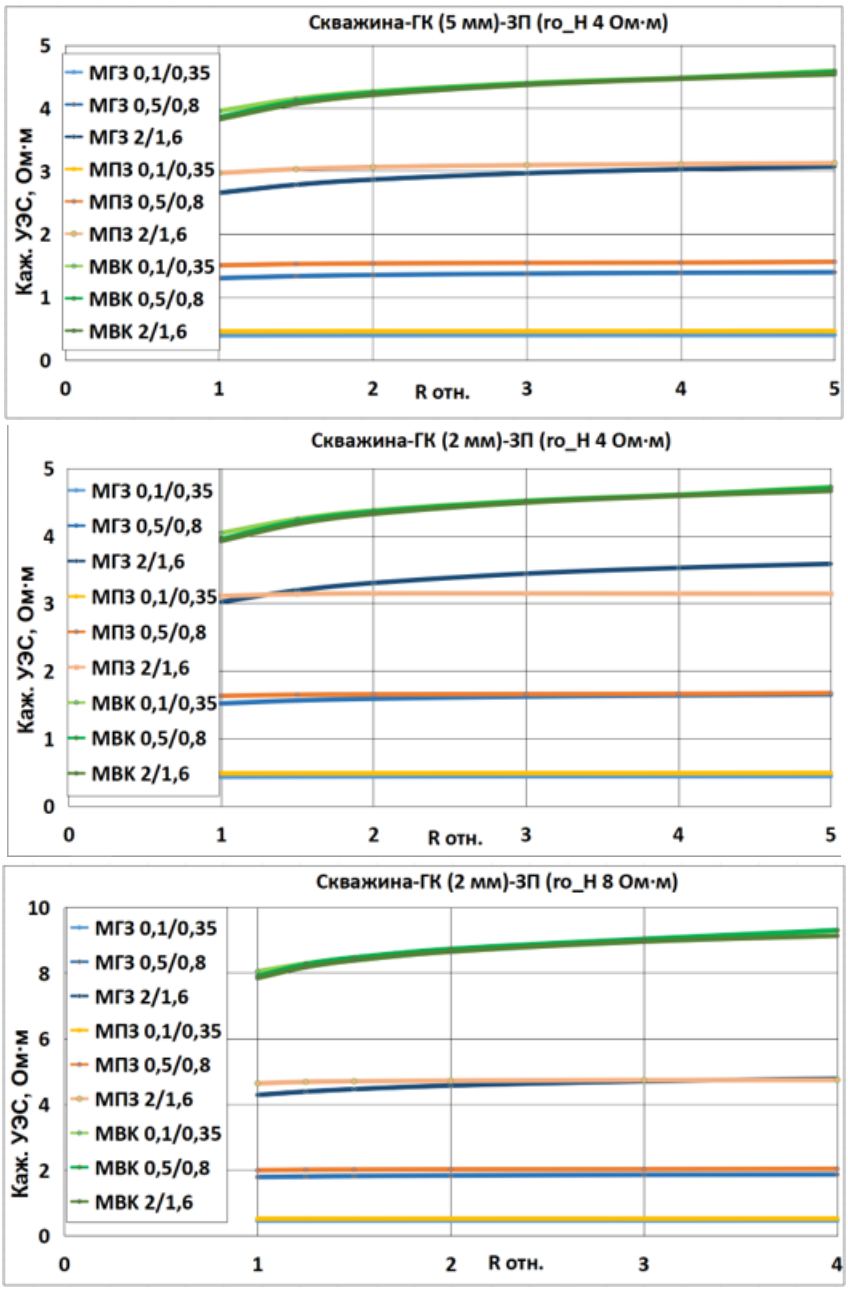


Рисунок 1. Графики зависимости сигналов микрозондов от отношения $R_{отн} = \rho_v/\rho_h$ в анизотропной зоне проникновения

Обозначения: «МГЗ 0,1/0,35» – показания МГЗ при УЭС БР 0.1 Ом·м и УЭС ГК 0.35 Ом·м. Модель «скважина – ГК – анизотропная ЗП», толщина ГК и значение ρ_h указаны в скобках над графиками (5 и 2 мм, 4 и 8 Ом·м)

Список литературы:

1. Epov M., Yeltsov I., Kashevarov A., Sobolev A., Ulyanov V. Time evolution of the near borehole zone in sandstone reservoir from the data of repeated high-frequency electromagnetic logging // SPWLA 43rd Annual Logging Symposium. June 2–5, 2002, Paper ZZ, 10 p.

2. Кашеваров А.А., Ельцов И.Н., Эпов М.И. Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения при бурении скважин // Прикладная механика и техническая физика, 2003, т. 44 (6), с. 148–157.

3. Эпов М.И., Ельцов И.Н., Кашеваров А.А., Соболев А.Ю., Ульянов В.Н. Эволюция зоны проникновения по данным электромагнитного каротажа и гидродинамического моделирования // Геология и геофизика, 2004, № 8, с. 1033–1044.

4. Нестерова Г.В., Кашеваров А.А., Ельцов И.Н. Эволюция зоны проникновения по данным повторного каротажа и гидродинамического моделирования // Каротажник, №1(166), 2008, с. 52–68.

5. Сухорукова К.В., Нестерова Г.В., Примаков С.А. Выявление окаймляющей зоны при совместной инверсии сигналов гальванического и электромагнитного каротажного зондирования, измеренных одновременно и в разное время // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2022, № S11, с. 77–86.

6. Doll H.G. The Microlog – a New Electrical Logging Method for Detailed Determination of Permeable Beds // Petroleum Transactions, AIME, 1950, v. 189, p. 155–164.

7. Doll H.G. The Microlaterolog // Petroleum Transactions, AIME, 1953, v. 189, p. 17–32.

8. Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте. Москва, Гостоптехиздат, 1961, 580 с.

9. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Москва, Недра, 1987, 375 с.

10. Ellis, D.V., Singer, J.M. Well Logging for Earth Scientists. 2nd Edition, Springer, Berlin, 2008, 685 p.

11. Чаадаев Е.В. Теория электрического и электромагнитного каротажа. Калинин, ВНИГИК, НПО «Союзпромгеофизика» Министерства геологии СССР, 1989, 445 с.

12. Сухорукова К.В., Нечаев О.В., Суродина И.В., Касплер Д.В. Численное моделирование сигналов электрического микрокаротажа в нефтегазовых коллекторах терригенных отложений Западной Сибири // Геология и геофизика, 2026, [Электронный ресурс]. URL: https://elibrary.ru/download/elibrary_89003383_86725442.pdf

13. Вержбицкий В. В., Соколова Л. А. Численное решение прямой задачи микрокаротажа обычными зондами // Известия вузов. Геология и разведка, 1986, № 6, с. 116–120.

14. Датнов Е. Л., Пантюхин В. А., Чаадаев Е. В. Математическое моделирование зонда бокового микрокаротажа // Известия вузов. Геология и разведка, 1989, № 6, с. 112–117.

УДК 665.7.032.57:665.7.033.54
DOI 10.48612/sibprint/tgp5-6emr-z38a https://doi.org/10.48612/sibprint/tgp5-6emr-z38a

Состав фрагментов, связанных через эфирные мостики в структуре смолистых компонентов, выделенных из продуктов термического разложения горючего сланца в сверхкритическом бензоле [1]

Е. Ю. Коваленко, С. С. Жбанова, Т. А. Сагаченко, Р. С. Мин

Институт химии нефти СО РАН, Томск

Аннотация. Показано, что в молекулах смолистых веществ, выделенных из жидких продуктов термического разложения горючего сланца Дмитриевского месторождения в сверхкритическом бензоле, через эфирные мостики связаны нормальные и изопреноидные алканы, моно- и полициклические нафтены, фенилалканы, фенантрены, терфенилы, флуорены и пирены, а также эфиры *н*–алкановых кислот. Температура отбора жидких продуктов конверсии горючего сланца влияет на состав эфиросвязанных соединений в структуре смол. Установлено, что с ростом температуры проведения процесса в жидких продуктах конверсии горючего сланца расширяется набор соединений, связанных в структуре смол через эфирные мостики. Особенностью смолистых компонентов жидких продуктов высокотемпературной термической деструкции горючего сланца является наличие в их структуре эфиросвязанных алкенов, алкилбензолов, тетра-, пента- и гексациклических ароматических углеводородов.
Ключевые слова: горючий сланец, термическое разложение, сверхкритический бензол, смолы, состав эфиросвязанных структурных фрагментов

Composition of fragments linked through ether bridges in the structure of resinous components isolated from the products of thermal decomposition of oil shale in supercritical benzene

E. Kovalenko, S. Zhbanova, R. Min, T. Sagachenko

Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, Tomsk

Abstract. It is shown that normal and isoprenoid alkanes, mono- and polycyclic naphthenes, phenylalkanes, phenanthrenes, terphenyls, fluorenes, pyrenes, and n-alkanoic acid esters are linked via ether bridges in the molecules of resins isolated from liquid products of the thermal decomposition of oil shale from Dmitrievskoye deposit in supercritical benzene. The temperature at which liquid products of oil shale conversion are drawn off influences the composition of ether- bound compounds in the structure of resins. The expansion of the range of compounds linked via ether bridges in the structure of resins is observed when the temperature of oil shale conversion increases. A distinctive feature of the resinous components of liquid products of high-temperature thermal decomposition of oil shales is the presence of ether-bound alkenes, alkylbenzenes, and tetra-, penta-, and hexacyclic aromatic hydrocarbons in their structure.
Key words: oil shale, thermal decomposition, supercritical benzene, resins, ether bridges, composition of structural fragments

Ранее нами изучен состав структурных фрагментов, связанных через сульфидные мостики в макромолекулах смолисто-асфальтеновых веществ (САВ), выделенных из жидких продуктов конверсии (ЖПК) образца горючего сланца (ГС) Дмитриевского месторождения в сверхкритическом бензоле [1]. Установлено, что в серосвязанном виде в составе САВ ЖПК присутствуют *н*–алканы, *н*–алкилциклопентаны и *н*–алкилциклогексаны, дифенилы, фенантрены, нафтацен, терфенилы и кватерфенилы, а также эфиры *н*–алкановых кислот. Показано, что

[1] © Е. Ю. Коваленко, С. С. Жбанова, Т. А. Сагаченко, Р. С. Мин, 2026
Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации

с увеличением температуры отбора ЖПК основной максимум ММР серосвязанных *н*–алканов и для смол и для асфальтенов сдвигается в область более низкомолекулярных гомологов, что может быть связано, как с наличием в их структуре короткоцепочечных *н*–алканов, связанных через сульфидные мостики, так и с крекингом высокомолекулярных гомологов. Выявленное сходство набора серосвязанных ароматических углеводородов в структуре асфальтенов ЖПК, отобранного в интервале температур от 400 до 480 °С с набором серосвязанных ароматических углеводородов в продуктах десульфуризации смол ЖПК, отобранных при температуре до 200 °С позволяет предположить, что серосвязаные структурные фрагменты смол являются продуктом термического растворения асфальтенов в среде сверхкритического бензола. Показано, что в отличие от ароматических углеводородов, связанных в структуре макромолекул САВ битумоида дмитриевского ГС через сульфидные мостики [2], серосвязанные ароматические углеводороды в структуре САВ ЖПК во всём температурном режиме их отбора, представлены, главным образом, полифенилами (дифенилами, терфенилами, кватерфенилами).

Цель данного исследования – изучение состава эфиросвязанных фрагментов в структуре смолистых компонентов жидких продуктов термического разложения ГС Дмитриевского месторождения в сверхкритическом бензоле.

Процесс конверсии образца ГС осуществляли на лабораторной полупроточной установке в потоке бензола при давлении 10 МПа и нагреве от комнатной температуры до 480 °С. ЖПК последовательно отбирали в интервале температур до 200 °С, от 200 до 300 °С, от 300 до 400 °С и от 400 до 480 °С.

Разрыв эфирных мостиков (хемолиз) в макромолекулах смол, выделенных из ЖПК [3], осуществляли с помощью бромида бора, применение которого позволяет в мягких условиях разрушать связь углерод–кислород в простых и сложных эфирах [4]. Жидкие продукты селективной химической реакции анализировали методом хроматомасс– спектрометрии (ГХ–МС) с использованием масс–спектрометра высокого разрешения Thermo Scientific DFS (США), оснащенного газовым хроматографом Trace GC Ultra.

Насыщенные углеводороды во всех случаях представлены алканами (*m/z* 57) нормального строения (рис. 1), пристаном, фитаном и C_{29}-C_{35} гопанами (*m/z* 191). Среди продуктов химической деструкции ЖПК-400 и ЖПК-480 дополнительно определены *н*– алкилциклопентаны (*m/z* 68) и *н*–алкилциклогексаны (*m*/z 82) состава C_{17}-C_{34} и C_{17}-C_{34} и C_{18}- C_{21} и C_{17}-C_{27} для ЖПК-400 и ЖПК-480 соответственно. Особенностью макромолекул смол ЖПК-400 является также присутствие в составе их эфиросвязанных фрагментов алкенов состава C_{18}-C_{26}с двойной связью в середине углеводородной цепи.

Установлено, что температура отбора ЖПК влияет на характер распределения эфиросвязанных *н*–алканов в структуре их смол. Как видно из рисунка 1, максимум ММР эфиросвязанных *н*–алканов в структуре смол ЖПК-200 приходится на гомологи C_{24}–C_{27}. В составе *н*–алканов, связанных через эфирные мостики в структуре смол ЖПК-300 и ЖПК-400, возрастает относительное содержание низкомолекулярных гомологов (C_{20}–C_{22} и C_{17}–C_{18}, соответственно), а в структуре смол ЖПК-480 – относительное содержание высокомолекулярных гомологов (C_{25}–C_{28}). Характер ММР эфиросвязанных *н*–алканов в структуре смол ЖПК, отобранного в интервале температур от 400 до 480 °С сходен с их ММР в структуре смол ЖПК, отобранного до 200 °С.

Ароматические углеводороды (АУВ) в составе продуктов химической деструкции эфирной связи в макромолекулах смол всех ЖПК представлены фенилалканами (*m/z* 91), фенантренами (*m/z* 178+14*n*), терфенилами (*m/z* 230), флуорантенами и пиренами (*m/z* 202+14*n*), при этом набор идентифицированных гомологов зависит от температуры отбора ЖПК. Так, фенилалканы состава C_{17}–C_{19} и о-, п- и м-терфинилы присутствуют в эфиросвязанном виде во всех ЖПК. Эфиросвязанные фенантрены, флуорантены и пирены в ЖПК-200 и ЖПК-300 представлены только незамещенными структурами, а в ЖПК-400 и ЖПК-480 – как незамещенными структурами, так и их алкилпроизводными состава C_1-C_4 и C_1-C_2 для фенантренов и флуорантенов/пиренов, соответственно.

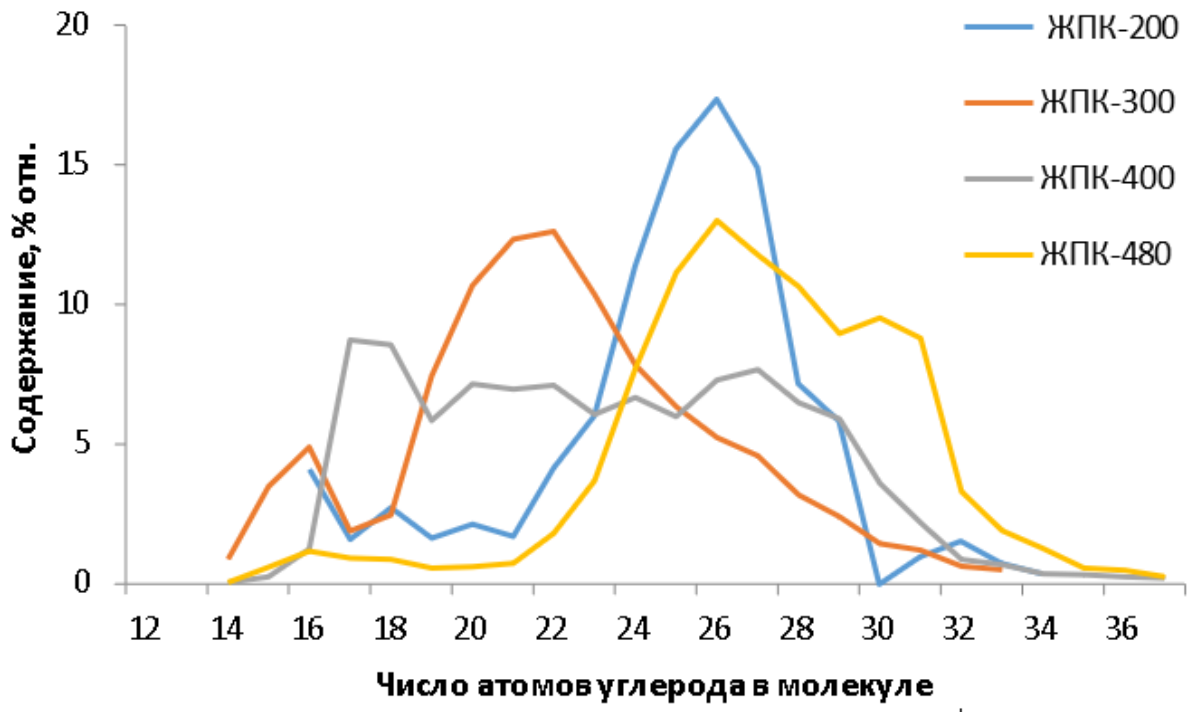


Рисунок 1. Распределение н–алканов в жидких продуктах деструкции связи углерод-кислород в структуре смолистых компонентов ЖПК дмитриевского ГС

Среди эфиросвязанных АУВ смол ЖПК-400 и ЖПК-480 дополнительно установлены бензофлуорен (*m/z* 216), бензопирен, бензофлуорантен и перилен (*m/z* 258). Отличительной особенностью ЖПК-400 является наличие в его составе C_{17}-C_{34} *н*-алкилбензолов (*m/z* 91), C_{17}-C_{35} *н*-алкилмонометилбензолов (*m/z* 105), C_{17}-C_{31} *н*-алкилдиметилбензолов (*m/z* 119) и C_{17}-C_{29} алкилтриметилбензолов (*m/z* 133), бифенила (*m/z* 154), флуорена (*m/z* 166), фенилнафталина (*m/z* 204), а отличительной особенностью ЖПК-480 – бензоантрацена, бензофенантрена и хризена (*m/z* 228), дибензохризена и бензопирена (*m/z* 276) и квинквифенилов (*m/z* 382). Следует отметить, что квинквифенилы идентифицированы также в составе низкотемпературного ЖПК-200.

Эфиросвязанные гетероорганические соединения в структуре смол всех ЖПК представлены, главным образом, гомологическими рядами эфиров *н*-алкановых кислот. Среди них установлены метиловые (*m/z* 74) и изопропиловые (*m/z* 102) эфиры состава C_{17}, C_{19}, эфиры пальмитиновой кислоты (*m/z* 257) состава C_{28}, $C_{30,}$ C_{32}, C_{34}, а также этиловые эфиры (*m/z* 88), представленные в ЖПК-200, ЖПК-300 и ЖПК-400 гомологами состава C_{14}- C_{32}, а в ЖПК-480 – гомологами состава C_{18}-C_{20}. В структуре смол ЖПК-200 и ЖПК-480 в эфиросвязанном виде присутствуют также дибензотиофен (*m/z* 184), фенантрол, антраценон (*m/z* 194) и бензоантраценон (*m/z* 230).

Сравнение полученных данных с результатами работы [1] позволило выявить сходство и различие в составе фрагментов, связанных в структуре смол ЖПК дмитриевского ГС через сульфидные и эфирные мостики. Так, в макромолекулах смол ЖПК, независимо от температуры их отбора, эфиросвязанные и серосвязанные фрагменты представлены алканами нормального и изопреноидного строения, *н*-алкилциклопентанами, *н*- алкилциклогексанами, фенантренами, о-, п- и м-терфинилами, метиловыми, этиловыми и пропиловыми эфирами *н*-алкановых кислот. Особенностью серосвязанных фрагментов смол всех ЖПК является наличие в их составе *н*-алкановых кислот, а в составе смол ЖПК, отобранного до 200°С – нафталина, нафтацена и квартефенила. Эфиросвязанные фрагменты характеризуются более широким набором идентифицированных ароматических углеводородов и гетероорганических соединений, распределение которых зависит от температуры отбора ЖПК. Так, в структуре смол всех ЖПК через эфирные мостики, помимо отмеченных выше, связаны фенилалканы, флуорантены и пирены, а в структуре смол ЖПК, отобранных в интервале температур 300–400 и 400–480 °С – алкил-

бензолы, флуорен, фенилнафталины, бензофлуорен, бензопирен, бензофлуорантен и перилен, бензоантрацен, бензофенантрен и хризен, дибензохризен и бензопирен и квинквифенилы, а также дибензотиофен, фенантрол, антраценон и бензоантраценон.

Список литературы:

1. Коваленко Е.Ю., Жбанова С.С., Мин Р.С., Сагаченко Т.А. Состав серосодержащих фрагментов в структуре смол и асфальтенов, выделенных из продуктов термического разложения горючего сланца в сверхкритическом бензоле // Фундаментальные, глобальные и региональные проблемы геологии нефти и газа: Материалы Всероссийской научной конференции, посвященной 90-летию со дня рождения академика РАН А.Э. Конторовича, 2024. Новосибирск: Сибирское отделение РАН, 2024. – С. 93–95.

2. Коваленко Е.Ю., Петров А.В., Король И.С., Сагаченко Т.А., Мин Р.С., Патраков Ю.Ф. Состав высокомолекулярных гетероатомных компонентов органического вещества горючего сланца // Нефтехимия, 2020, т. 60, № 5, с. 600-606.

3. Andersen S.I., Speight J.G. Petroleum resins: Separation, character, and role in petroleum

4. // Petroleum Science and Technology, 2001, v. 19, no. 1-2, p. 1–34.

5. Peng P., Morales-Izquierdo A., Hogg A., Strauaz O.P. Molecular Structure of Athabasca Asphaltene: Sulfide, Ether, and Ester Linkages. Energy Fuels, 1997, v. 11, no. 5, p. 1171–1187.

УДК 662.67:665.7.033.28:544.1
DOI 10.48612/sibprint/5ap2-7pmb-9fb4 https://doi.org/10.48612/sibprint/5ap2-7pmb-9fb4

Структурная организация смолисто-асфальтеновых компонентов растворимого органического вещества горючих сланцев[1]

Е. Ю. Коваленко

Институт химии нефти СО РАН, Томск

Аннотация. Проведено сравнительное изучение молекулярной и надмолекулярной структуры смол и асфальтенов, выделенных из битумоидов горючих сланцев Чим-Лоптюгского (ГС–I) и Дмитриевского (ГС–II) месторождений, различающихся возрастом отложений и условиями формирования исходного ОВ. Показано, что структурные блоки усредненных молекул смол и асфальтенов битумоида ГС–I по сравнению с аналогичными компонентами битумоида ГС–II имеют бóльшие размеры, обусловленные присутствием нафтеновых циклов в их нафтеноароматической системе и более развитым алкильным замещением. Ароматические ядра в полициклических образованиях усредненных молекул смол и асфальтенов обоих битумоидов занимают крайнее положение. Для асфальтенов битумоида ГС–I, в отличие от асфальтенов битумоида ГС–II, имеющих гладкую поверхность, характерна более рыхлая и пористая поверхность и более мелкие размеры наноагрегатов, которые образуют беспорядочную запутанную структуру, обусловленную наличием развитого алкильного обрамления, затрудняющего укладку ароматических листов. Кристаллиты наноагрегатов асфальтенов битумоида ГС–I имеют бóльшие размеры, чем кристаллиты наноагрегатов асфальтенов битумоида ГС–II.
Ключевые слова: горючие сланцы, растворимое органическое вещество, асфальтены, смолы, структурная организация

Structural Organization of Resin-Asphaltene Components of Soluble Organic Matter of Oil Shale

E. Yu. Kovalenko

Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, Tomsk

Abstract. A comparative study of the molecular and supramolecular structure of resins and asphaltenes isolated from bitumens of oil shale sampled from the Chim-Loptyugskoye (OS-I) and Dmitrievskoye (OS-II) oil shale fields was conducted. These fields differ in the age of deposits and the conditions of formation of the initial organic matter. It was shown that the structural blocks of mean resin and asphaltene molecules of bitumen OS-I, compared to similar components of bitumen OS-II, have larger sizes due to the presence of naphthenic rings in their naphthenoaromatic system and more developed alkyl substitution. Aromatic rings in the polycyclic structural units within molecules of resins and asphaltenes of both bitumoids occupy extreme positions. Unlike the smooth surfaced asphaltenes of bitumen OS-II, asphaltenes of bitumen OS-I are characterized by a looser and more porous surface and smaller nanoaggregates. The nanoaggregates form a disordered, tangled structure due to the presence of a branched alkyl chain configuration, which hinders the arrangement of aromatic sheets. The crystallites of nanoaggregates of asphaltenes in bitumen OS-I are larger than those of the asphaltenes of bitumen OS-II.
Keywords: oil shales, soluble organic matter, asphaltenes, resins, structural organization

Введение. Создание новых эффективных методов повышения конверсии и селективности превращения сланцевого материала в жидкие продукты в значительной степени зависит от объема и глубины информации о химической природе горючих сланцев (ГС). В рамках та-

[1] © Е. Ю. Коваленко, 2026
Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.

ких исследований весьма актуальна проблема изучения состава, строения и свойств смолисто-асфальтеновых компонентов растворимого органического вещества ГС различного генезиса. Это связано с тем, что данные о составе и структуре смол и асфальтенов имеют значение для квалифицированного выбора схем переработки ГС с целью увеличения выхода жидких продуктов и получения на их основе высококачественных продуктов, а также при решении задач геохимии.

В докладе приведены результаты сравнительного изучения макро- и молекулярной организации смолисто–асфальтеновых компонентов, выделенных из растворимого органического вещества горючих сланцев Чим-Лоптюгского (ГС–I) и Дмитриевского (ГС–II) месторождений, различающихся возрастом отложений и условиями формирования исходного органического вещества. Для характеристики структурных особенностей смол и асфальтенов битумоидов ГС использовали методы электронной микроскопии (СЭМ и ПЭМ высокого разрешения), рентгеноструктурного (РСА) и структурно-группового анализов (СГА).

Показано, что растворимое органическое вещество изученных горючих сланцев богато смолисто-асфальтеновыми компонентами (83.5–90.7 % мас.). При этом битумоид ГС–II характеризуется более высокой степенью ароматичности его компонентов (H/C=1.13 и 1.33 для асфальтенов и смол ГС–II против H/C=1.35 и 1.50 для асфальтенов и смол ГС–I). Особенностью битумоида ГС–I является высокое содержание атомов кислорода (O=14.0 % мас.) и серы (S=3.0 % мас.), а битумоида ГС–II – только атомов кислорода (7.25 % мас.).

По данным СГА, структурные блоки усредненных молекул асфальтенов и смол битумоида ГС–I крупнее ($С_о$*=20.5 и 22.1 для асфальтенов и смол), чем структурные блоки аналогичных компонентов битумоида ГС–II ($С_о$*=15.7 и 13.9 для асфальтенов и смол). Они характеризуются более развитой нафтеноароматической системой ($К_о$*=3.2 и 3.5 против $К_о$*=1.7 и 1.4 для асфальтенов и смол битумоида ГС–I и ГС–II, соответственно) за счёт присутствия нафтеновых колец ($К_н$*=1.7 и 2.5 для асфальтенов и смол битумоида ГС–I) и более развитым алкильным обрамлением ($С_п$*=7.8 и 7.7 для асфальтенов и смол ГС–I против $С_п$*=5.5 и 7.1 для асфальтенов и смол ГС–II), а также повышенным содержанием атомов серы (S*=0.38 и 0.32 для асфальтенов и смол ГС–I против S*=0.04 и 0.05 для асфальтенов и смол ГС–II) и кислорода (O*=4.02 и 2.94 для асфальтенов и смол ГС–I против $С_п$*=1.48 и 0.83 для асфальтенов и смол ГС–II). При этом ароматические ядра в полициклических образованиях усредненных молекул и смол и асфальтенов обоих битумоидов занимают периферийное положение, о чём свидетельствует низкое число алифатических атомов углерода, непосредственно связанных с ароматическим циклом ($С_α$* < 4). Алкильные цепи в структурных блоках усредненных молекул смолисто-асфальтеновых компонентов обоих битумоидов длинные и слаборазветвлённые ($С_γ$*/$С_п$*·100=17.3 % и 22.0 % для асфальтенов и смол ГС–I; $С_γ$*/$С_п$*·100=6.4 % и 11.7 % для асфальтенов и смол ГС–II), причём наименьшая степень разветвлённости характерна для асфальтенов и смол битумоида ГС–II.

СЭМ-анализ показал, что для асфальтенов битумоида ГС–I характерны преимущественно пластинчатые и угловатые частицы с шероховатой поверхностью, покрытой «наростами» и микротрещинами, которые видны при большем увеличении (рис. 1, а, в). Асфальтены битумоида ГС–II формируют более крупные частицы с плотной, почти зеркальной поверхностью с минимальной пористостью (рис. 1, б, г). Такая структура частиц характерна для высокоароматических систем с более низким содержанием гетероатомов.

ПЭМ-анализ показал, что асфальтены битумоидов исследуемых ГС преимущественно аморфны, без явно проявляющихся упорядоченных стекинговых образований. В обоих случаях они образованы частицами неправильной, главным образом, шарообразной формы (рис. 2, а, б), размер которых для асфальтенов битумоида ГС–II несколько больше (рис. 2, д, е). Детализация внутренней структуры асфальтенов показала, что для образца асфальтенов битумоида ГС–I характерно наличие упорядоченных (графитоподобных) слоев (рис. 2, в), а для асфальтенов битумоида ГС–II – локальных участков с Т- и У-образной конфигурацией укладки частиц (рис. 2, г).

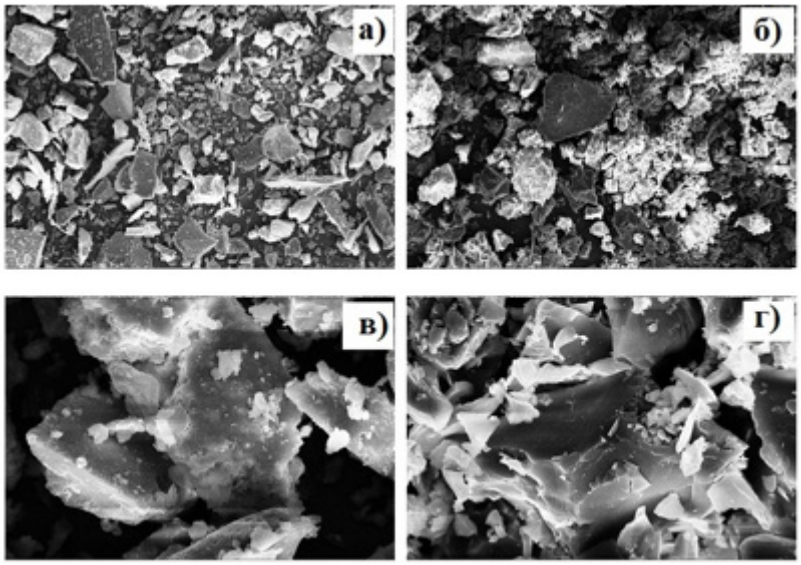


Рисунок 1. Микрофотографии СЭМ асфальтенов битумоидов ГС–I (а) и ГС–II (б) при 200 разовом увеличении и при 2500 разовом увеличении (в, г)

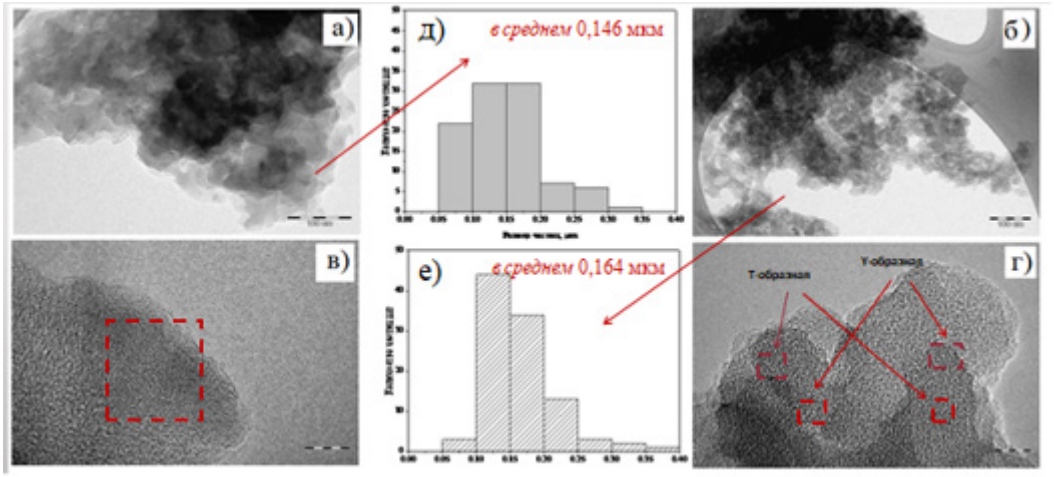


Рисунок 2. Микрофотографии ПЭМ асфальтенов битумоидов ГС–I (а) и ГС–II (б) в разрешении 100 нм, в разрешении 10 нм (в, г) и распределение частиц по размерам в их макромолекулах (д, е)

По данным РСА, асфальтены битумоида ГС–I отличаются большей латеральной протяженностью ароматических систем (большие значения L_a=22.6 и N_a=8.5 против L_a=12.1 и N_a=4.6 для асфальтенов ГС–II), тогда как для асфальтенов битумоида ГС–II характерна более плотная упаковка слоев (меньшие значения d_m=3.7 и L_c=8.8 против d_m=4.1 и L_c=11.2 для асфальтенов ГС–I) и высокая степень ароматичности ($f_{a.p.}$=0.76 и φ_a=0.59 против $f_{a.p.}$=0.62 и φ_a=0.33).

Заключение. Совокупность полученных данных свидетельствует, что ОВ образца ГС Дмитриевского месторождения претерпело более выраженную термическую трансформацию по сравнению с образцом ГС Чим-Лоптюгского месторождения, что отразилось на структурных особенностях и молекулярной архитектуре их высокомолекулярных компонентов.

Полученные данные имеют значение для прогнозирования поведения смолисто-асфальтеновых компонентов ГС при их термической переработке.

УДК 551.73
DOI 10.48612/sibprint/63e4-1zr2-gmpz https://doi.org/10.48612/sibprint/63e4-1zr2-gmpz

Секвентная стратиграфия как инструмент повышения информативности результатов интерпретации геолого-геофизических материалов (пример по участку в Волго-Уральской НГП)[1]

Д. Н. Коняев, А. Е. Контява, А. Д. Логинова, В. Е. Васильев, А. В. Дердуга, А. С. Мерзликина

Филиал ООО «РН-ГИР» в г. Москве – Центр технических компетенций ИГиРГИ

Аннотация. В представленной работе иллюстрируется методика интерпретации геолого-геофизических данных на основании секвенс-стратиграфического подхода. В зрелом регионе Волго-Уральской нефтегазовой провинции выполнен прогноз коллекторов и флюидоупоров в широком диапазоне палеозойских отложений. Как особенность работы можно отметить применение алгоритмов нейросетевого анализа данных. В результате выполненных работ получен значимый прирост ресурсного потенциала, подготовлены рекомендации для дальнейших геологоразведочных работ.

Ключевые слова: секвентная стратиграфия, фации, коллектор, флюидоупор, геолого-геофизические данные.

Sequential Stratigraphy as a Tool for Improving the Information Content of Geological and Geophysical Interpretation Results (Example of a Site in the Volga-Ural NGP)

D. N. Konyayev, A. E. Kontyava, A. D. Loginova, V. E. Vasilyev, A. V. Derduga, A. S. Merzlikina

Branch of «RN-GIR» LLC in Moscow – Center of Technical Competencies of IGIRGI

Abstract. The presented work illustrates the methodology for interpreting geological and geophysical data based on the sequence-stratigraphic approach. In the mature region of the Volga-Ural oil and gas province, the forecast of reservoirs and fluid barriers was performed in a wide range of Paleozoic deposits. The use of neural network data analysis algorithms is a distinctive feature of this work. As a result of the performed work, a significant increase in resource potential was achieved, and recommendations for further exploration activities were prepared.

Keywords: sequential stratigraphy, facies, reservoir, fluid barrier, geological and geophysical data.

Введение. В зрелых нефтегазоносных провинциях информативность результатов интерпретации геолого-геофизических данных зачастую упирается в физические ограничения дистанционных методов прогноза состава и свойств горных пород (малые толщины, значительное перекрытие импедансов пары «коллектор-не коллектор» и пр.). Это касается в первую очередь самого применяемого метода – сейсморазведки. Кроме того, несмотря на значительный срок изучения НГП зачастую современными методами 3D охвачены далеко не все территории. Другой сложностью является ненадёжная увязка соседних территорий и регионов (а зачастую и участков) в рамках НГП, что связано с изучением либо в локальном, либо в максимально крупном региональном масштабе.

Секвентная стратиграфия является методическим подходом интерпретации геолого-геофизических данных, который позволяет выполнять прогноз литологического состава и ключевых характеристик горных пород (коллектор и флюидоупор) обойдя указанные ограничения сейсморазведки. Прогноз состава и характеристик горных пород выполняется по отнесению осадков по вертикали и латерали к соответствующим системным трактам.

Увязка геологических моделей с использованием ключевых поверхностей секвенций (MFS, TS и пр.) позволяет на универсальной основе подходить к систематизации геологической информации по локальным, зональным и региональным проектам.

[1] © Д. Н. Коняев, А. Е. Контява, А. Д. Логинова, В. Е. Васильев, А. В. Дердуга, А. С. Мерзликина, 2026

Исходные данные, методика работ. Примером выполнения интерпретации на основе секвенс-стратиграфического подхода послужила зональная работа на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Район исследований включает несколько участков недр с разной степенью изученности бурением и сейсморазведкой (1231 км кв 3D, 5231 пог км 2D, 150 опорных скважин). Целевым интервалом разреза являются палеозойские отложений от среднего девона до среднего карбона.

Важный этап работ – построение седементологических планшетов по опорным скважинам с керном, основывавшееся на детальном описании шлифов и макрооописании керна, а также данных ГИС. Материалы были ограниченными, однако получилось собрать набор данных, охватывающий большую часть целевого разреза.

Полученные результаты седиментологического анализа с использованием алгоритмов машинного обучения были экстраполированы на опорные скважины в целевом интервале разреза для построения литологических и фациальных колонок.

На основании секвенс-стратиграфической интерпретации региональных профилей и кривых относительного уровня моря с привлечением имеющихся палеонтологических данных [1, 2] подготовлена секвентно-ориентированная схема расчленения разреза.

Секвенс-стратиграфическая интерпретация разреза позднего девона – карбона опирается на ряд глобальных событий и эвстатических узлов, отражённых в сводных реконструкциях глобального уровня моря. В качестве опорных корреляционных уровней, позволяющих соотнести эпизоды низких и высоких стояний с Общей стратиграфической шкалой на уровне ярусов и подъярусов использованы следующие глобальные реперы позднего девона-карбона (по данным Hartenfels 2024, Becker et al. 2020 для позднего девона; Csató et al. для узлов 346/341 Ma; позднебашкирская трансгрессия по Griffis et al. 2026):

- регрессия и несогласие на рубеже франа и фамена – событие Кельвассер (Kellwasser, SB на F/F);
- фаменские регрессии Нижний Кондроз и Верхний Кондроз (SB);
- трансгрессивные максимумы (MFS) Annulata и Dasberg;
- низкое стояние Хангенберг как граница секвенций (SB) на рубеже девона и карбона;
- падение уровня в конце турнейского века около 346 Ma (SB);
- максимум затопления около 341 Ma (MFS) в ранневизейское время;
- низкое стояние на границе серпуховского и башкирского веков (SB);
- крупный трансгрессивный максимум терминального башкира как MFS для башкирско-московской (черемшанской) секвенции.

После выделения основных границ секвенций и их приуроченности к отражающим горизонтам волнового поля 3D выполнялась структурная интерпретации, методика которой представлена на Рис. 1.

Для увязки всех материалов по площади в рамках кластера были созданы единые объёмы съёмок 3D и псевдо 3D (на базе объединённых 2D профилей). Это было необходимо для того, чтобы получить единую секвенс-стратиграфическую модель территории уже на стадии интерпретации отражающих горизонтов.

Указанные материалы интерпретированы на основании секвентно-ориентированной модели в специализированном ПО. Для этого выполнены следующие этапы работ:

- Создание детальной сеточной модели в целевом интервале с подбором вертикального и пространственного разрешения;
- Построение модели относительного геологического времени (RGT) на основе вертикальной интерполяции и сглаживания интерпретированной сеточной модели;
- С использованием модели относительного геологического времени создание детальных наборов стратиграфических горизонтов (более 100 шт,) на секвенс-стратиграфической основе.

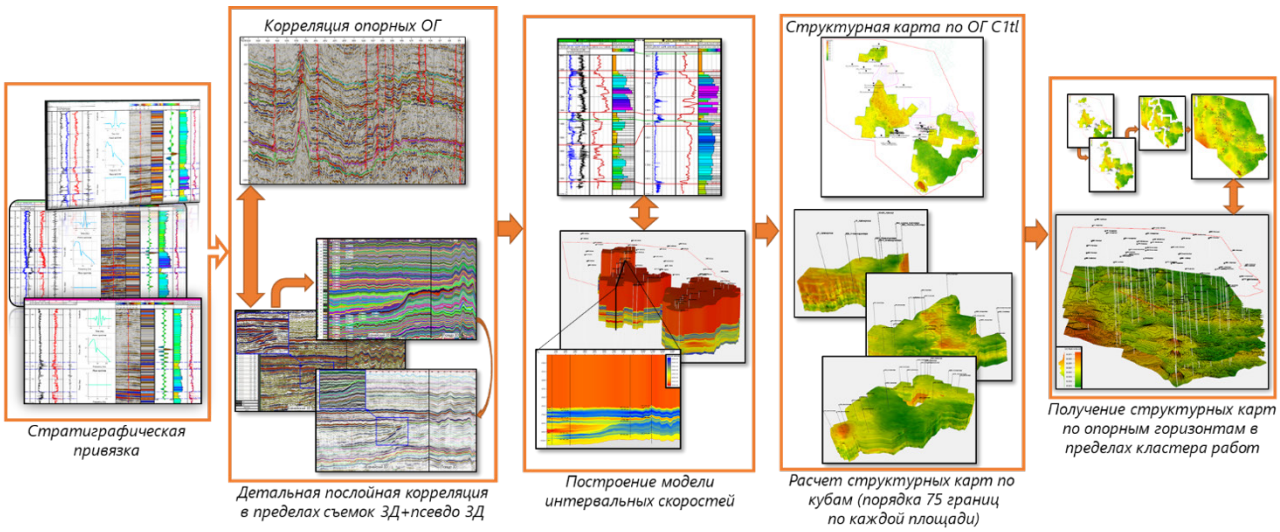


Рисунок 1. Блок-схема выполнения структурной интерпретации

Увязка полученной скважинной и сейсмической корреляции позволила получить единую секвенс-стратиграфическую модель района исследований, в которой были отождествлены все выделенные хроностратиграфически значимые поверхности (границы секвенций и системных трактов), положение ключевых границ уточнялось в процессе интерпретации и увязки со скважинами.

Опираясь на корреляцию и скоростные характеристики по скважинным данным была подготовлена объёмная глубинно-скоростная модель. На её основе получены структурные карты поверхностей, которые были трансформированы в кубы абсолютного времени, палеоглубин, стратиграфической мощности, системных трактов секвенций (стратиграфические атрибуты).

Прогноз коллекторов и флюидоупоров в целевых интервалах разреза базировался на фациальной изменчивости. Блок схема выполняемого прогноза представлена на Рис.2.

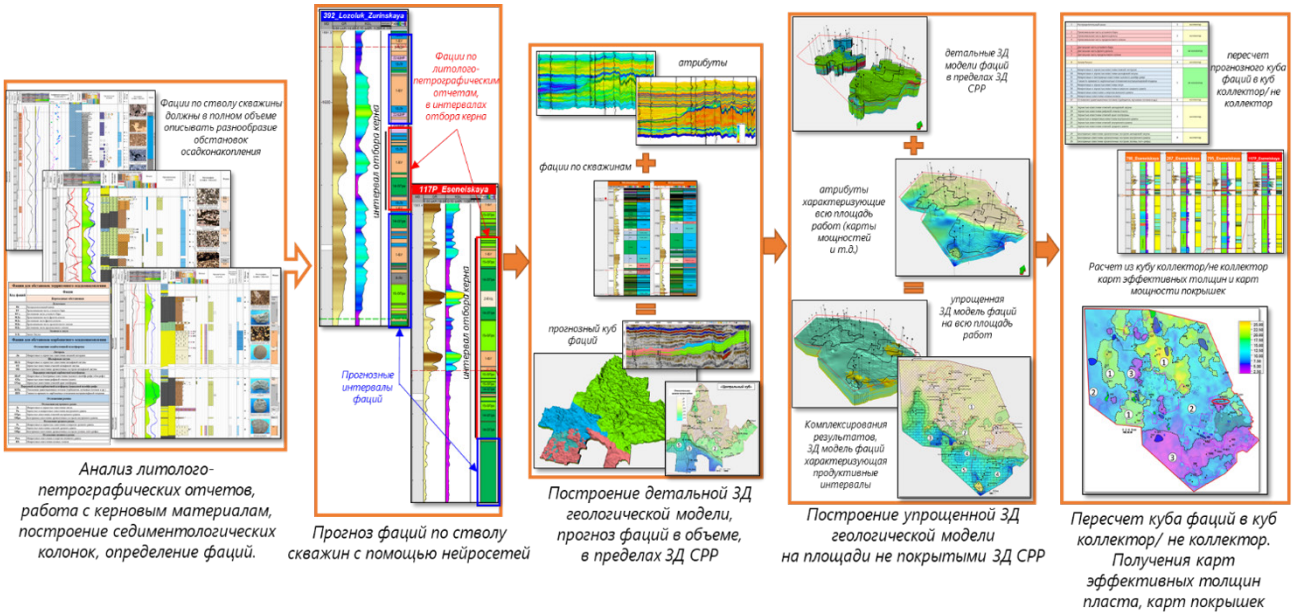


Рисунок 2. Блок-схема методики построения лито-фациальных моделей, расчет карт эффективных толщин и карт качества флюидоупоров

Сейсмические кубы амплитуд (и их производные), кубы стратиграфических атрибутов (кодированные системные тракты, абсолютное время, палеоглубина, стратиграфическая мощность), куб интервальных скоростей, колонки фаций по скважинным материалам были (Рис. 3) поданы на вход расчёта с использованием нейросети. Анализ коэффициентов их корреляции

показал наличие значимых статистических значений. По итогу расчётов были построены прогнозные кубы фаций по площади и разрезу. Контроль корректности прогноз фаций выполнялся в точках скважин. Наилучшая сходимость была получена в вариантах, когда целевой интервал был разбит на меньшие, генетически связанные интервалы: терригенный средний-поздний девон; карбонатный поздний девон-ранний каменноугольный период; средний каменноугольный период.

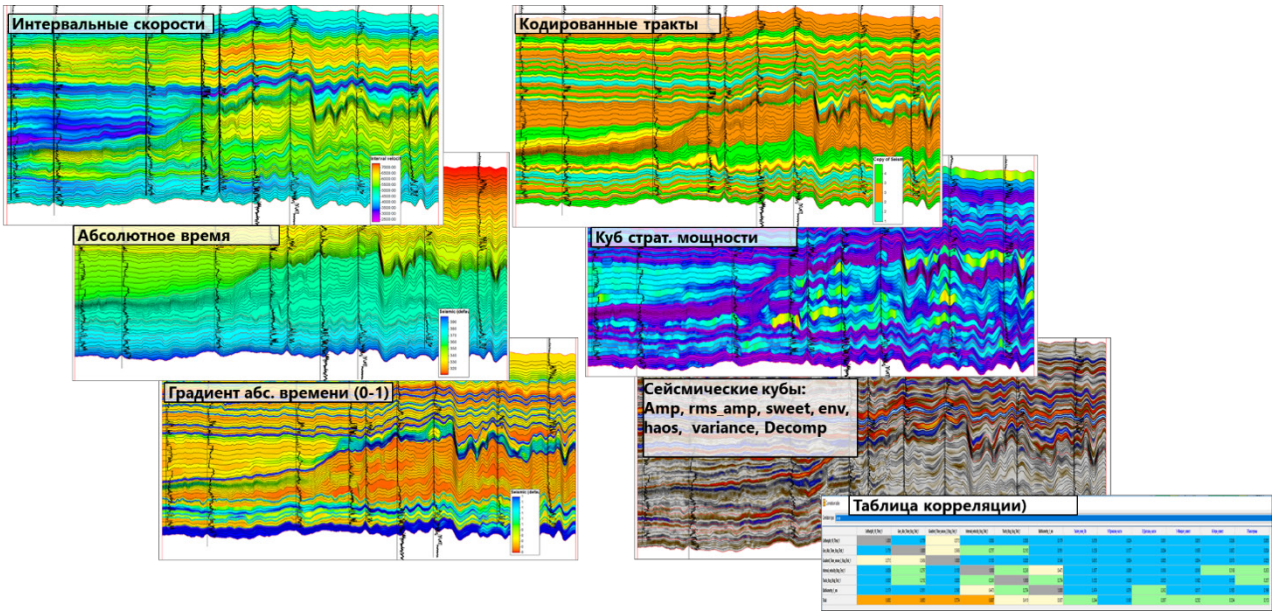


Рисунок 3. Пример набор 3Д кубов для прогноза фациального состава целевого интервала геологического разреза и таблица корреляции

Исходя из характеристик фаций им были присвоены значения «коллектор» и «флюидоупор». Из фациальных кубов рассчитаны для целевых интервалов кубы «коллектор-флюидоупор». На основании полученных кубов и структурных карт был выполнен анализ наиболее перспективных интервалов разреза, прогноз структурных и структурно-литологических перспективных объектов.

Выводы и результаты. Подготовлена единая непротиворечивая модель геологического строения территории. Получены оценки перспектив в широком стратиграфическом диапазоне со значительным приростом ресурсов УВ. Подготовлены предложения по постановке поисково-разведочных скважин, даны рекомендации по постановке 3Д сейсморазведки и участкам под лицензирование, рекомендации по дальнейшим НИР. Кластерный подход с применением секвентной стратиграфии и нейросетевого прогноза позволил с новых позиций рассматривать хорошо изученную территорию.

Список литературы:

1. Стратиграфический кодекс России. 3-е изд. СПб: Изд-во ВСЕГЕИ, 2006. 96 с.
2. Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема верхнедевонских отложений Волго-Уральского субрегиона. Объяснительная записка / Н.К. Фортунатова, Е.Л. Зайцева, М.А. Бушуева и др. – М.: ФГБУ «ВНИГНИ», 2018. – 64 с. : ил. + вкл.

УДК 553.98
DOI 10.48612/sibprint/nhkg-9d7p-1b5v https://doi.org/10.48612/sibprint/nhkg-9d7p-1b5v

Оценка влияния пространственной неоднородности на разработку терригенных коллекторов[1]

М. О. Коровин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Аннотация. Рассмотрены основные подходы к выявлению и количественному учёту анизотропии фильтрационных свойств в терригенных коллекторах. Показана роль фациальных обстановок и тектонических процессов в формировании закономерностей неоднородности фильтрационно-ёмкостных и физических свойств.
Ключевые слова: фильтрационно-ёмкостные свойства, физические свойства, анизотропия, терригенные коллекторы, фильтрационное моделирование

Spatial anisotropy impact assessment on terrigenous reservoir development

M. O. Korovin

National Research Tomsk Polytechnic University

Abstract. The main approaches to identifying and quantitatively accounting for the anisotropy of filtration properties in terrigenous reservoirs are considered. The role of facies settings and tectonic processes in shaping the patterns of heterogeneity of reservoir and physical properties is demonstrated.
Keywords: reservoir properties, physical properties, anisotropy, terrigenous reservoirs, flow simulation

Направления перемещения пластовых флюидов во многом определяются естественной неоднородностью горных пород. Практические данные (изменения дебитов, перевод скважин в иной режим работы) свидетельствуют о наличии устойчивых анизотропных эффектов. Среди ключевых факторов, формирующих такую неоднородность, выделяют условия седиментации, тектонические воздействия и вторичные процессы (цементация, карбонатизация).

Для карбонатных резервуаров существуют отдельные методики анализа анизотропии. В случае терригенных коллекторов подобные подходы остаются дискуссионными: отсутствуют чёткие причинно-следственные связи между геологическим строением и фильтрационными параметрами, а прогноз поведения флюида на начальных стадиях освоения месторождения затруднён.

В настоящее время ёмкостные характеристики (пористость) связывают преимущественно с обстановками осадконакопления, тогда как проницаемость дополнительно зависит от упорядоченности порового пространства. Многие исследователи сходятся во мнении, что именно пространственное распределение фильтрационно-ёмкостных свойств контролирует вытеснение углеводородов.

Однако, традиционная модель геологической среды как однородной всё чаще вступает в противоречие с фактическими данными разработки зрелых месторождений. Возникает необходимость пересмотра теоретических основ и создания доступных, экономически оправданных методов количественной оценки анизотропии.

Алгоритм учёта неоднородности фильтрационно-ёмкостных свойств включает не только анализ базовых графиков и зависимостей (проницаемость-пористость), а также закономерности распределения непосредственно физических свойств горных пород с применением при распределении свойств в геологическом и гидродинамическом моделировании.

Множество проведённых расчётов подтверждают, что детальность учёта неоднородности бывает недостаточной, особенно ярко это проявляется на месторождениях с областями резко

[1] © М. О. Коровин, 2026

изменяющихся свойств, подверженных вторичным процессам осадконакопления, тектоническими особенностями влияния или фациальными предпосылками. Корректное распределение фильтрационно-ёмкостных свойств по разрезу позволяет повысить достоверность прогнозов добычи и эффективность планирования геолого-технических мероприятий.

Классические взаимосвязи в области петрофизики формируются достаточно быстро. При этом остаются вопросы взаимосвязи вертикальных составляющих компонент свойств и горизонтальных. Успешно решая эту задачу, на выходе получаем более достоверную модель, которая показывает более надёжный прогноз и в дальнейшем более обоснованный выбор методов увеличения нефтеотдачи.

В условиях малого количества исходных данных предлагаются варианты решения через месторождения-аналоги, а также дополнительное моделирование свойств с проведением серии расчётов и сравнением с фактическими данными добычи. Консолидация данных с различных областей (керн, ГИС, ГДИС, параметры добычи) формирует общее представление о свойствах изучаемого пласта, детальное изменение свойств, взаимосвязи данных в пределах отдельной области получения данных (например, в пределах лабораторных исследований керна), межблоковые взаимосвязи данных (например, керн-гис, гис-гдис и др.).

Завершающим этапом, безусловно, является трёхмерное геологическое и гидродинамическое моделирование, где анизотропия фильтрационно-ёмкостных свойств учитывается в явном виде. Современные вычислительные мощности позволяют выполнять необходимые математические расчёты без существенного увеличения временных и финансовых затрат.

Комплекс выполненных исследований позволяет сформулировать следующие выводы:

Фациальные обстановки и направления седиментационного сноса предопределяют ориентацию зон с повышенными фильтрационными свойствами. Картирование фаций помогает оконтурить такие области.

Определённая анизотропия фильтрационно-ёмкостных свойств и в дальнейшем корректно учтённая в концептуальной геологической модели по результатам анализа гидродинамических исследований формирует картину направлений фильтрации.

Межскважинное пространство, свойства которого достаточно тяжело оценить при малой плотности бурения, более успешно характеризуется через детальные зависимости по имеющимся на площади скважинам. При высокой степени осреднения прогнозные параметры добычи демонстрируют повышенную неопределённость.

Переход от анализа фильтрационно-ёмкостных свойств к изучению непосредственно физических характеристик пород позволяет приблизиться к получению дополнительных характеристик исследования в том числе и на ранних этапах исследования месторождений.

Изучение непосредственно откликов геофизических полей формирует более точную картину распространения свойств, а учитывая детальность исследований по керну и характеристики флюидопотоков по ГДИС, является достоверным источником данных для геологического и гидродинамического моделирования.

Список литературы:

1. Коровин М.О. Специализированный анализ керна для изучения анизотропии коллекторов нефти и газа // Геофизика, 2014, т. 324, № 1, с. 87–92.

2. Коровин М.О. Методика количественной оценки латеральной анизотропии фильтрационно-ёмкостных свойств терригенных коллекторов на базе комплексного анализа геолого-геофизических данных: дис. … к.г.-м.н. Томск, ТПУ, 2017, 108 с.

3. Коровин М.О. Учёт влияния вертикальной проницаемости на адаптацию месторождения с терригенным типом коллектора // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2021, т. 332, №. 3, с. 20-28

4. Белозёров В.Б., Коровин М.О. Высокопроницаемые верхнеюрские коллектора пролювиально-аллювиальных конусов выноса месторождений нефти восточного Казахстана / Всероссийская научная конференция с участием иностранных ученых «Новые вызовы фунда-

ментальной и прикладной геологии нефти и газа – XXI век» к 150-летию академика АН СССР И.М. Губкина и 110-летию академика АН СССР и РАН А.А. Трофимука, Новосибирск, 2021.

5. Коровин М.О. Пространственный учёт анизотропии фильтрационных свойств пластов-коллекторов / Всероссийская научная конференция с участием иностранных ученых «Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа – XXI век» к 150-летию академика АН СССР И.М. Губкина и 110-летию академика АН СССР и РАН А.А. Трофимука, Новосибирск, 2021.

6. Коровин М.О. Влияние фактора неоднородности на распределение фильтрационно-ёмкостных свойств пород-коллекторов // Всероссийская научная конференция «Фундаментальные, глобальные и региональные проблемы геологии нефти и газа, посвящённая 90-летию со дня рождения академика А.Э. Конторовича, Новосибирск, 2024.

7. Коровин М.О., Алеева А.О. Формирование петрофизических взаимосвязей типа «керн–керн» для создания модели свойств коллекторов// Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2024, т. 335, № 4, с. 73–79.

8. Коровин М.О. Учёт неоднородности коллекторов при анализе распределения фильтрационно-емкостных свойств // VII Всероссийская Байкальская молодежная научная конференция по геологии и геофизике, посвященная 300-летию Российской академии наук и Десятилетию науки и технологий, г. Улан-Удэ – пос. Максимиха (оз. Байкал), 2024, с. 61–62.

УДК 553.98.061.12/.17
DOI 10.48612/sibprint/napk-g9gt-3fxd https://doi.org/10.48612/sibprint/napk-g9gt-3fxd

Одномерное моделирование нефтегазовых систем в разрезе скважин Средневилюйского и Среднетюнгского месторождений Республики Саха (Якутия)[1]

А. Ю. Космачева, П. И. Сафронов, М. О. Федорович, А. Н. Фомин, Л. М. Бурштейн

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

Аннотация. В рамках построенных комплексных моделей нефтегазовых систем в разрезе скважин Хапчагайского мегавала и Логлорского вала (Вилюйской гемисинеклиза) была восстановлена история погружения и уплотнения пород, история катагенетической преобразованности и степени реализации нефтегазогенерационного потенциала органического вещества, определены масштабы генерации для куонамского комплекса и для пермской угленосной толщи.

Ключевые слова: Вилюйская гемисинеклиза, генерация углеводородов, катагенез, органическое вещество, пермская угленосная толща, куонамский комплекс

One-dimensional modeling of petroleum systems in the well sections of the Middle Vilyuy and Middle Tyung fields in the Republic of Sakha (Yakutia)

A. Yu. Kosmacheva, P. I. Safronov, M. O. Fedorovich, A. N. Fomin, L. M. Burshtein

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. We have constructed the comprehensive models of petroleum systems in the well sections of Khapchagay megaswell and Loglor swell, which describe the burial and compaction history of rocks, the evolution of organic matter maturity and the transformation ratio of kerogen, as well as quantitatively estimate the generation parameters for the Kuonamka source rock and for the Permian coal-bearing strata.

Keywords: Vilyuy hemisyneclise, hydrocarbon generation, catagenesis, organic matter, Permian coal-bearing strata, Kuonamka source rock

Начиная с 1950-60-х гг., по мере накопления новых фактических данных, изучались основные закономерности размещения залежей углеводородов в отложениях верхнего палеозоя и мезозоя Вилюйской гемисинеклизы, в административном отношении расположенной на территории Республики Саха (Якутия). Проведенные исследования привели к открытию нескольких газоконденсатных и газовых месторождений, в том числе Средневилюйского (1963 г.) и Среднетюнгского (1977 г.), расположенных на территории Хапчагайского мегавала и Логлорского вала, соответственно. В результате многолетних геологоразведочных работ было подтверждено наличие ресурсов газа, и Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция была выделена в качестве самостоятельного элемента нефтегазогеологического районирования Восточной Сибири [1, 2], с выделением Вилюйской и Предверхоянской нефтегазоносных областей. В тектоническом отношении провинция занимает большую часть Вилюйской гемисинеклизы, где залежи конденсатного газа и газа сконцентрированы в пермских и мезозойских терригенных отложениях, и Предверхоянский краевой прогиб.

В 1984-1986 гг. в сводовой части Средневилюйской антиклинальной структуры была пробурена самая глубокая вертикальная скважина в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

[1] © А. Ю. Космачева, П. И. Сафронов, М. О. Федорович, А. Н. Фомин, Л. М. Бурштейн, 2026
Работа выполнена в рамках проектов НИР «Геолого-геофизические и ресурсные модели нефтегазоносных провинций Сибири как основа прогноза высокотехнологического развития нефтегазового комплекса до 2050 г.» (FWZZ-2026-0045) и «Высокоуглеродистые, терригенные и карбонатные комплексы с трудноизвлекаемыми скоплениями углеводородов – резерв для прироста запасов в нефтегазоносных бассейнах Сибири» (FWZZ-2026-0048).

Средневилюйская 27, где пермские отложения вскрыты на полную мощность, что позволило сформировать уникальную коллекцию для изучения превращений однотипного террагенного органического вещества в едином разрезе [2–5]. Пермская толща представлена чередованием песчаных, песчано-алевролитовых и алевролитоглинистых пачек, в которых присутствуют прослои углистых алевролитов и углей [6]. Органическое вещество представлено витринитовыми и фюзинитовыми микрокомпонентами [2].

Черносланцевый куонамский комплекс и его стратиграфические и фациальные аналоги являются самым древним стратиграфическим уровнем, с которым связана генерация углеводородов на территории исследования. Отложения нижнего и среднего кембрия уникально обогащены аквагенным органическим веществом с высоким начальным нефтегазогенерационным потенциалом [7–9].

Применение методов бассейнового моделирования позволяет реконструировать основные стадии эволюции осадочного бассейна от начала накопления осадочных толщ до настоящего времени. Одномерное моделирование в разрезе скважин Средневилюйского и Среднетюнгского месторождений выполнено в программном пакете Genex. Скважина Средневилюйская-27 вскрыла отложения среднего-верхнего карбона (до глубины 6519 м); скважина Среднетюнгская-239 – отложения верхнего девона (до глубины 4605 м). Для проведения моделирования использовались следующие параметры:

- возраст, структурные характеристики, информация о перерывах в осадконакоплении, литологический состав стратиграфических комплексов и др.;
- тип и кинетические параметры керогена, современные и исходные значения содержания органического углерода и углеводородного потенциала нефтегазопроизводящих толщ;
- плотность теплового потока, пластовые температуры, отражательная способность витринита с соответствующими глубинами замера и др.

В результате анализа геолого-геофизических исследований скважин подобраны литотипы пород из стандартных библиотек, характеризующие петрофизические характеристики разреза. Кинетические характеристики керогена для угленосной толщи перми, подобраны также из стандартных библиотек и обосновываются условиями осадконакопления, литологическим составом и мощностью газоматеринских отложений [6, 10]. Для оценки кинетических параметров куонамского комплекса были выполнены специализированные многоскоростные пиролитические исследования [11].

Калибровка изменения плотности теплового потока во времени производилась на основе данных лабораторных измерений отражательной способности витринита [по данным ИНГГ СО РАН]. Повышенные значения плотности теплового потока в девонском периоде связаны с проявлением континентального рифтогенеза [12], заметное увеличение плотности теплового потока происходило на рубеже перми и триаса [2, 13]. По данным одномерного моделирования, разница в катагенетической преобразованности органического вещества газопроизводящей толщи перми на одних и тех же глубинах на территории Хапчагайского мегавала и Логлорского вала обусловлена особенностями регионального изменения плотности теплового потока. Газоматеринские породы перми, мощность которых превышает 1 км, поэтапно достигали стадий мезокатагенеза; интенсивная генерация углеводородов началась уже в пермский период. Куонамский комплекс вошел в главную зону нефтеобразования в среднем-позднем палеозое.

Таким образом, были построены комплексные модели нефтегазовых систем, охватывающие как нижне-средне палеозойский, так и верхнепалеозойско-мезозойский стратиграфические уровни: восстановлена история погружения и уплотнения пород и катагенетической преобразованности органического вещества; определена степень реализации нефтегазогенерационного потенциала органического вещества на разных этапах эволюции осадочного бассейна; рассчитаны масштабы генерации для куонамского комплекса и для пермской угленосной толщи.

Список литературы:

1. Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция. Под ред. Г.С. Фрадкина. М., Наука, 1969, 278 с.

2. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Лено-Вилюйский бассейн. Под ред. А.Э. Конторовича, В.В. Гребенюка, Н.П. Запивалова, Л.Л. Кузнецова, Н.В. Мельникова, В.С. Старосельцева, В.С. Суркова, А.А. Трофимука, Г.С. Фрадкина, А.В. Хоменко, Г.Г Шемина. Новосибирск, СО РАН, 1994, 107 с.

3. Меленевский В.Н., Полякова И.Д., Гладкий Ю.Г. Катагенетические преобразования органического вещества Вилюйской синеклизы. Геология нефти и газа, 1989, № 9, с.37–38.

4. Полякова И.Д. Преобразование органического вещества угленосных отложений Вилюйской синеклизы на больших глубинах / И.Д. Полякова, Л.И. Богородская, Е.И. Соболева // Геохимия нефтегазоносных отложений Сибири. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1991, с. 48–57.

5. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Долженко К.В. Закономерности преобразования терригенного органического вещества в мезо- и апокатагенезе. Геология и геофизика, 2020, Т. 61, № 8, с. 1093–1108.

6. Граусман В.В., Мейен С.В. Стратиграфия верхнепалеозойских отложений Вилюйской синеклизы. Известия академии наук СССР. Серия геологическая, 1987, № 10, с. 53–60.

7. Геология нефти и газа Сибирской платформы. Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М., Недра, 1981, 552 с.

8. Бахтуров С.Ф., Евтушенко В.М., Переладов В.С. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. Новосибирск, Наука, 1988, 152 с.

9. Парфенова Т.М., Конторович А.Э, Борисова Л.С., Меленевский В.Н. Кероген куонамской свиты кембрия. Геология и геофизика, 2010, Т. 51, № 3, с. 353–363.

10. Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Курдина Н.С., Крылов О.В., Тарасенко А.А. Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Вилюйского нефтегазоносного бассейна. Георесурсы, 2019, Т. 21, № 2, с. 13–30.

11. Бурштейн Л.М., Дешин А.А., Парфенова Т.М., Ярославцева Е.С., Козырев А.Н., Сафронов П.И. Кинетические характеристики керогенов куонамского комплекса нижнего и среднего кембрия Сибирской платформы. Геология и геофизика, 2024, Т. 65, № 1, с. 133–150.

12. Гайдук В.В. Вилюйская среднепалеозойская рифтовая система. Якутск, ЯФ СО АН СССР, 1988, 128 с.

13. История нефтегазообразования и нефтегазонакопления на востоке Сибирской платформы. Под. ред. Н.В. Черского. М, Наука, 1986, 167 с.

УДК 550.84 +550.47+551.762.3
DOI 10.48612/sibprint/dz2g-37zd-trbk https://doi.org/10.48612/sibprint/dz2g-37zd-trbk

Геохимия органического вещества баженовской свиты на стадии $МК_2$ на примере Пякяхинской площади (Западная Сибирь)[1]

Е. А. Костырева, И. С. Сотнич

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

Аннотация. В работе впервые приводятся результаты исследования аквагенного ОВ баженовской свиты в зоне ее замещения в северном и северо-восточном направлении на гольчихинскую и яновстанскую по разработанной в ИНГГ СО РАН методике изучения ОВ высокоуглеродистых толщ. Показана идентичность битумоидов Пякяхинской площади, извлеченных из открытого ($Б_{хл}^{ОГД}$) и закрытого (с $Б_{хл}^{ОМД}$) порового пространства пород, и только по установленным значимым параметрам (Ts/Tm, 4МДБТ/1ДБТ) более преобразованы $Б_{хл}^{ОГД}$ по сравнению с $Б_{хл}^{ОМД}$.

Ключевые слова: органическое вещество, баженовская свита, главная фаза нефтеобразования

The organic geochemistry of the Bazhenov Formation at the MK_2 stage in the Pyakyakhinskaya area of Western Siberia

E. A. Kostyreva, I. S. Sotnich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. The paper presents the results of a study on the marine organic matter of the Bazhenov Formation located in the area where it transitions into the Golchikha and Yanovstan formations to the north and northeast. The study used a method developed by IPGG SB RAS to analyze organic matter in organic-matter-rich formations. The chloroform extracts (bitumoids) from the open (B_{chl}^{CCS}) and closed (B_{chl}^{FCS}) pore spaces of Bazhenov Formation source rocks in the Pyakyakhinskaya area have been shown to be identical, and only certain significant parameters (Ts/Tm, 4MDBT/1DBT) indicate that B_{chl}^{CCS} is more thermally mature than B_{chl}^{FCS}.

Keywords: organic matter, Bazhenov Formation, main phase of oil formation (oil window)

Введение. Баженовская свита считается главной нефтепроизводящей толщей Западной Сибири, органическое вещество которой в настоящее время находится на разных стадиях преобразованности ($ПК_3$ – $МК_3^2$) [1, 2, 3, 4 и др.]. Наибольший интерес для перспектив нефтеносности представляет аквагенное органическое вещество баженовской свиты на стадиях катагенеза $МК_1^1$-$МК_2$ – главная фаза нефтеобразования [5, 6]. В ИНГГ СО РАН под руководством академика А.Э. Конторовича была разработана методика для исследования ОВ баженовской свиты [7]. Рассмотрим особенности органического вещества баженовской свиты на стадии $МК_2$ [3, 4] на примере Пякяхинской площади (север Большехетской впадины).

Обсуждение результатов. Содержание органического углерода в глинисто-кремнистых породах (НО ≥ 81 %) изменяется от 3,9 до 6,6 %, при среднем 5,1 % на породу. Пиролитические характеристики S_1 (0,4-0,8 мг УВ/г породы) и S_2 (6-10 мг УВ/г породы) соответствуют хорошему качеству нефтегенерационного потенциала. По остаточному водородному индексу (HI = 122–203 мг УВ/г $С_{орг}$, при среднем 157 мг УВ/г $С_{орг}$) это II/III тип керогена, генерирующий нефть и газ. Индекс продуктивности низкий (PI ≤ 0,1, $S_1/С_{орг}$ = 0,07-0,19). Значения $Т_{макс}$ (447–451 °С, при среднем 450 °С) показывают стадию $МК_2$ степени преобразованности ОВ, что не противоречит [3, 4, 8, 9 и др.]. Методика оценки потерь массы аквагенным органическим веществом и $С_{орг}$ в процессе катагенеза рассмотрена в работе [10]. Расчетная оценка содержания $С_{орг}$ на начало катагенеза изменяется от 11,5 до 19,2 %, при среднем 15 % на породу.

[1] © Е. А. Костырева, И. С. Сотнич, 2026
Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта FWZZ-2026-0043.

Выход суммарного битумоида ($\sum Б_{хл}$) из образцов грубого ($Б_{хл}^{ОГД}$) и мелкого ($Б_{хл}^{ОМД}$) дробления не превышает 0,27 % на породу. На $Б_{хл}^{ОГД}$ приходится от 25 до 52 %, при среднем 39 % от $\sum Б_{хл}$. В групповом составе $Б_{хл}^{ОГД}$ доминируют УВ (57,1-76,5 %, при среднем 69,4%). Значения отношения насыщенных УВ к ароматическим изменяются от 0,9 до 2,2, при среднем 1,5. Среди асфальтово-смолистых компонентов концентрация асфальтенов не превышает 4,5%. Для группового состава $Б_{хл}^{ОМД}$ характерно преобладание (до 81,0 %) асфальтово-смолистых компонентов. Содержание асфальтенов выше, чем в $Б_{хл}^{ОГД}$ и изменяется от 14,1 до 27,2 %. На УВ приходится от 19,0 до 33,8 %. Значения отношения насыщенных УВ к ароматическим равны 0,8-1,2, при среднем 1,0. Сравнительный анализ изменения группового состава от $Б_{хл}^{ОГД}$ к $Б_{хл}^{ОМД}$ подтверждает явное проявление хроматографического эффекта при первичной миграции [7, 11 и др.] на стадии $МК_2$.

Рассмотрим особенности состава насыщенной и ароматической фракций $Б_{хл}^{ОГД}$ и $Б_{хл}^{ОМД}$.

В распределении нормальных алканов максимум приходится на УВ $С_{16}$-$С_{18}$ в $Б_{хл}^{ОГД}$ и $С_{17}$-$С_{19}$ в $Б_{хл}^{ОМД}$ (до 12,3 % и 12,5 % от суммы н-алканов соответственно). Значение отношения н-$С_{27}$ к н-$С_{17}$ в среднем незначительно увеличивается от 0,23 в $Б_{хл}^{ОГД}$ до 0,38 в $Б_{хл}^{ОМД}$. Коэффициент CPI около 1. Среди изопреноидов ($С_{13}$-$С_{25}$) доминируют $С_{18}$, $С_{19}$ (П), $С_{20}$ (Ф), при этом $П > С_{18} > Ф$ в $Б_{хл}^{ОГД}$ и $П > Ф > С_{18}$ в большинстве $Б_{хл}^{ОМД}$. Значение отношения П к Ф изменяется от 1,5 до 1,8 в $Б_{хл}^{ОГД}$ и <1,4 в $Б_{хл}^{ОМД}$.

В составе стеранов насыщенной фракции изученных битумоидов наблюдается концентрационный ряд $С_{27} > С_{28} > С_{29} > С_{30}$. Значения отношения стеранов $С_{29}$ к $С_{27}$ изменяются от 0,8 до 0,96. Среди терпанов ($С_{19}$-$С_{35}$) в большинстве битумоидов доминируют гопаны ($С_{27}$-$С_{35}$), содержание которых больше в $Б_{хл}^{ОГД}$ (до 58,1 % против 53,5 %, при среднем 52,8 % против 48,2 % соответственно). Концентрация трициклановых ($С_{19}$-$С_{31}$) повышенная (>36%), а в единичных образцах $Б_{хл}^{ОМД}$ превосходящая содержание гопанов (50,0-51,8 % против 42,8-45,2 %). На моретаны и тетрацикланы приходится не более 4,6 %. Распределение гопанов в битумоидах идентично $С_{30} > С_{27} > С_{29} > С_{31} > С_{32} > С_{33} > С_{34} > С_{35} > С_{28}$. Значения отношения гомогопанов $С_{35}$ к $С_{34}$ не превышают 0,8, при среднем 0,5. Среди трициклановых доминируют УВ состава $С_{23}$-$С_{24}$ (до 14,9 %). Трициклановый индекс не превышает 1,0, при среднем 0,58 в $Б_{хл}^{ОГД}$ и 0,49 в $Б_{хл}^{ОМД}$.

В составе ароматической фракции всех битумоидов в максимальной концентрации находятся фенантрены (до 85 %). Концентрация дибензотиофенов выше в $Б_{хл}^{ОМД}$ (до 19-20 % против 15-16 %, при среднем 15,6 % против 14,3%). Значения отношения фенантренов к дибензотиофенам попадают в интервал 4-6. Моноароматические стероиды в большинстве битумоидов не идентифицированы. Содержание триароматических стероидов низкое (<5%).

Биомаркерные параметры зрелости органического вещества [9, 12, 13 и др.] можно разделить для изученной коллекции на 2 группы (рисунок). Для первой группы характерны в среднем для $Б_{хл}^{ОГД}$ относительно $Б_{хл}^{ОМД}$ более высокие значения параметров: отношения Ts к Tm (11,5 против 8,1) и дибензотиофенового индекса 4МДБТ/1МДБТ (9,4 против 5,6). Для второй отмечаются равные и сопоставимые значения для $Б_{хл}^{ОГД}$ и $Б_{хл}^{ОМД}$ $\pm 0 \div 0,3$ (см. рис.).

На основе всех вышеперечисленных генетических параметров можно сделать вывод, что источником ОВ были археи, бактерии и простейшие эукариоты [7 и др.]. Незначительные отличия в значениях генетических параметров для $Б_{хл}^{ОГД}$ и $Б_{хл}^{ОМД}$ объясняются миграционными процессами, которые, в свою очередь, предопределяются степенью преобразованности ОВ. В изученной коллекции битумоидов зрелость ОВ по большинству параметров не отличается в пробах, извлеченных из открытого и закрытого порового пространства пород, и только по установленным значимым параметрам (Ts/Tm, 4МДБТ/1ДБТ) более преобразованы $Б_{хл}^{ОГД}$ (аллохтонные, миграционные) по сравнению с $Б_{хл}^{ОМД}$ (остаточно-автохтонные). Расчетные значения $R°_{vt}$ для $Б_{хл}^{ОГД}$ и $Б_{хл}^{ОМД}$ по дибензотиофеновому индексу 4МДБТ/1МДБТ [14] равны 1,0 и 0,85, что соответствует началу и середине стадии $МК_2$.

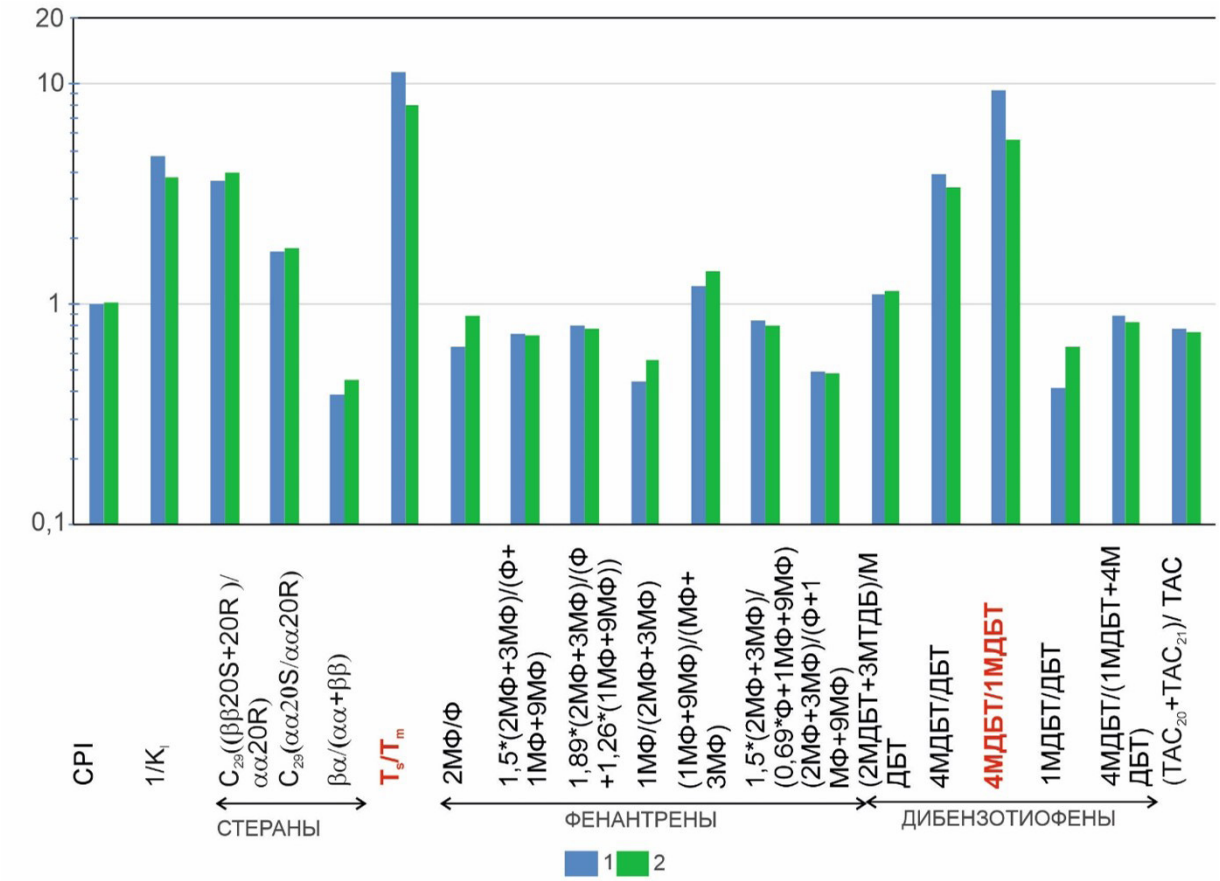


Рисунок. Биомаркерные параметры зрелости органического вещества

Условные обозначения: 1 – $Б_{хл}^{ОГД}$, 2 – $Б_{хл}^{ОМД}$, Ф – фенантрен, МФ – метилфенантрены, ДБТ – дибензотиофены, МДБТ – метилдибензотиофены, ТАС – триароматические стероиды, $CPI = \{(Σн\text{-}C_{25,27,29,31,33})/(Σн\text{-}C_{26,28,30,32,34}) + (Σн\text{-}C_{25,27,29,31,33})/(Σн\text{-}C_{24,26,28,30,32})\}/2$, $1/K_i = 1/((П+Ф)/(n\text{-}C_{17}+н\text{-}C_{18}))$

Список литературы:

1. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салменов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М., Недра, 1975, 680 с.

2. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Западно-Сибирский бассейн. Под ред. А.Э. Конторовича. Новосибирск, СО РАН, 1994, 201 с.

3. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика, 2009, т. 50, № 11, с. 1191–1200.

4. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских (юра, триас) и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 2011, 331 с.

5. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М., Недра, 1976, 248 с.

6. Вассоевич Н.Б. Главная фаза нефтеобразования / Н.Б. Вассоевич, Ю.И. Корчагина, Н.В. Лопатин, В.В. Чернышев // Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М., Наука, 1986, с. 174–200.

7. Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В., Сотнич И.С., Ян П.А. Геохимия битумоидов баженовской свиты // Геология нефти и газа, 2018, № 2, с. 79–88.

8. Филипцов Ю.А., Давыдова И.В., Болдушевская Л.Н., Данилова В.П., Костырева Е.А., Фомин А.Н. Взаимосвязь материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводородов-биомаркеров и катагенеза органического вещества // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2006, № 5-6, с. 52–57.

9. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. Cambridge, U.K., 2005, 1155 p.

10. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р. Теория нафтидогенеза: количественная модель эволюции аквагенного органического вещества в катагенезе // Геология и геофизика, 2021, т. 62, №8, с. 1026–1047.

11. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск, Наука, Сибирское отделение, 1971, 168 с.

12. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. М., Наука, 1984, 263 с.

13. Сотнич И.С., Костырева Е.А. Ароматические соединения в битумоидах баженовской свиты севера Хантейской гемиантеклизы // Георесурсы, 2021, том 23, № 1 [Электронный ресурс]. URL: https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.4

14. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // Marine and Petroleum Geology, 1988, vol. 5, № 8, p. 224–236.

УДК 552.578.2.061.32:550.4 (470.1)
DOI 10.48612/sibprint/reu1-tnzz-nne9 https://doi.org/10.48612/sibprint/reu1-tnzz-nne9

Силур Денисовского прогиба Тимано-Печорской провинции: распределение нефтегазоматеринских пород, состав ОВ и его углеводородный потенциал[1]

И. С. Котик[1], О. С. Котик[1], О. В. Валяева[1], Е. В. Козлова[2]

[1] Институт геологии Коми НЦ УрО РАН им. Н. П. Юшкина, Сыктывкар
[2] Сколковский институт науки и технологий, Москва

Аннотация. Проведена оценка нефтегазогенерационного потенциала силурийских отложений Денисовского прогиба. Установлено, что нефтегазоматеринские породы с повышенным генерационным потенциалом находятся только в лудловской части разреза. Изотопно-геохимические исследования битумоидов нефтегазоматеринских пород силура свидетельствуют о генетической связи с нефтями из силурийских резервуаров. Высокая катагенетическая преобразованность ОВ предполагает обнаружение в силурийском комплексе легких нефтей, нефтегазоконденсатов и газоконденсатов.

Ключевые слова: силур, нефтегазоматеринские породы, органическое вещество, катагенез

Silurian in the Denisov trough of the Timan-Pechora province: distribution of petroleum source rocks, organic matter composition and its hydrocarbon potential

I. S. Kotik[1], O. S. Kotik[1], O. V. Valyaeva[1], E. V. Kozlova[2]

[1] Yushkin Institute of Geology Komi SC UB RAS, Syktyvkar
[2] Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow

Abstract. An assessment of the petroleum generation potential of the Silurian deposits in the Denisov Trough was carried out. It was determined that petroleum source rocks with increased generation potential are located only in the Ludlow part of the section. Isotope-geochemical studies of bitumen from Silurian source rocks indicate a genetic relationship with oils from Silurian reservoirs. The high catagenetic transformation of organic matter suggests the discovery of light oils, oil and gas condensates, and gas condensates in the Silurian complex.

Keywords: Silurian, petroleum source rocks, organic matter, catagenesis

Введение. В Денисовском прогибе промышленная нефтегазоносность установлена в широком стратиграфическом диапазоне: в терригенных и карбонатных резервуарах среднего и верхнего девона, карбона, перми и триаса. Наименее изученные отложения среднеордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса рассматриваются в качестве резерва для восполнения базы углеводородного (УВ) сырья. Силурийские карбонатные отложения в составе этого комплекса являются приоритетным поисковым горизонтом. Промышленная залежь УВ в силурийских отложениях установлена только на Западно-Командиршорском-II газоконденсатном месторождении. Для установления распределения в разрезе НГМП, определения их генерационного потенциала, состава и степени катагенетической преобразованности ОВ проводилось изучение силурийских отложений по керну скважин на территории Денисовского прогиба.

Содержание ОВ и его генерационный потенциал. Определение содержаний ОВ в силурийских отложениях показало, что породы нижнего силура характеризуются низкими концентрациями органического углерода ($C_{орг}$, %) в пределах 0,10-0,30%. В породах верхнего силура содержание $C_{орг}$ изменяется в широких пределах от 0,03 до 2,81%. Для большей части образцов (более 60% от общей выборки) концентрациями $C_{орг}$ находятся в диапазоне 0,1-0,5%.

[1] © И. С. Котик, О. С. Котик, О. В. Валяева, Е. В. Козлова, 2026
Исследования выполнены в рамках Государственного задания ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН по теме НИР № 122040600010-8

Далее следует группа образцов со значениями $C_{орг}$=0,5-1,0% (18%). Образцы с наиболее низкими (<0,1%) и высокими (>1,0%) содержаниями $C_{орг}$ составляют 10% и 8%, соответственно. Распределение содержаний $C_{орг}$ по разрезу верхнего силура показывает, что все образцы с повышенными значениями $C_{орг}$ (>0,5%) находятся в лудловской части разреза. Для пород пржидола концентрации $C_{орг}$ не превышают 0,3%.

Проведенные пиролитические исследования методом Rock-Eval для обогащенных ОВ пород ($C_{орг}$ >0,5%) показали, что основные параметры, характеризующие остаточный генерационный потенциал пород, S_2 и HI изменяются в пределах 0,36-1,81 мг УВ/г породы и 51-88 мг УВ/г $C_{орг}$. Для пород с низкими концентрациями $C_{орг}$ (0,10-0,16%) значения данных параметров наиболее низкие: S_2=0,05-0,12 мг УВ/г породы и HI=24-30 мг УВ/г $C_{орг}$. Полученные значения температуры максимального выхода УВ (T_{max}) достигают 449-463°С, что указывает на высокую зрелость ОВ и значительную реализацию его генерационного потенциала, что объясняет низкие значения параметров S_2 и HI.

Состав ОВ и корреляция с нефтями. Изучение состава ОВ силурийских пород углепетрографическими методами показало, что оно представлено только включениями битуминита, твердых битумов и битумами, представляющих продукты преобразования морского альгогенного ОВ.

В молекулярно-массовом распределении *н*-алканов битумоиды силурийских отложений характеризуются максимумом в низкомолекулярной части с высоким преобладанием нечетных УВ *н*-C_{17}, иногда совместно с *н*-C_{15}, что отражает морской планктонно-водорослевый состав исходного ОВ. Полученное для силурийских битумоидов четко выраженное преобладание нечетных *н*-алканов C_{15} и C_{17} является характерным молекулярным параметром для нефтей из силурийских резервуаров, как в Денисовском прогибе (Кэрлайская площадь) [1], так и в других районах Тимано-Печорской провинции [2], что свидетельствует о генетической связи нефтей с ОВ нефтематеринских пород силура.

Для исследованных битумоидов также проводилось определение изотопного состава углерода, как общее для битумоидов, так и их отдельных фракций. Сопоставление с изотопным составом нефтематеринских пород доманиковой формации верхнего девона и генерированных ими нефтями показывает, что битумоиды силурийских отложений отличаются более облегченным составом, как общим, так и отдельных фракций $\delta^{13}C_{нас}$, $\delta^{13}C_{см}$, $\delta^{13}C_{асф}$ (рис. 1). По этим параметрам они сопоставимы с нефтью, полученной из силурийских коллекторов Денисовского прогиба (рис. 1, *5*).

Катагенез ОВ и фазовый состав УВ. По проведенным ранее региональным оценкам катагенеза ОВ силурийских отложений, степень его преобразованности находится на уровне градаций $МК_4$-АК [5, 6, 7]. Проведенные нами определения степени зрелости ОВ по данным органической петрологии (R_v, %) и пиролиза Rock-Eval подтверждают высокую стадию катагенеза, достигая значений R_v – 1,12–1,50%. В соответствии с вертикальной зональностью образования УВ такой уровень зрелости соответствует завершающему этапу главной зоны нефтеобразования и главной зоне газоконденсатообразования.

По данным [6, 7] в ордовикско-нижнедевонском комплексе (включая и силур) Денисовского прогиба прогнозируются выявление легких нефтяных, газоконденсатонефтяных и газоконденсатных УВ скоплений. Данные прогнозные оценки подтверждаются получением такого рода УВ флюидов на отдельных площадях прогиба: залежь газоконденсата на Западно-Командиршорском-II месторождении, особо легкая нефть, полученная в скважине Кэрлайская-1 и приток газоконденсата на Верхнейлайском нефтяном месторождении.

Заключение. В результате проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1) нефтематеринские породы с повышенными генерационным потенциалом расположены только в лудловской части разреза верхнего силура;

2) изотопно-геохимические характеристики битумоидов силурийских нефтематеринских пород свидетельствуют о генетическую связь с нефтями из силурийских резервуаров;

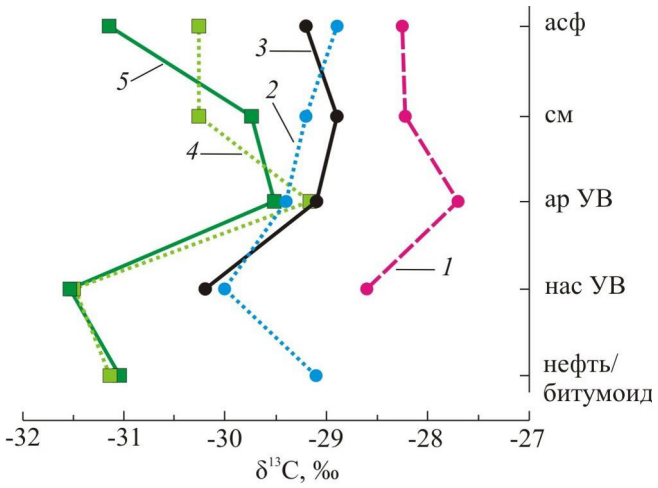


Рисунок 1. Сопоставление изотопного состава углерода ($\delta^{13}C$) битумоидов силурийских нефтематеринских пород Денисовского прогиба с нефтями и битумоидами нефтематеринских пород верхнего девона Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Условные обозначения: *1* – среднее значение (9 обр.) $\delta^{13}C$ битумоидов доманиковых отложений из скв. Командиршорская-12 (Денисовский прогиб) [3]; *2-3* – среднее значение $\delta^{13}C$ для битумоидов франских нефтематеринских отложений (*2*) (38 обр.) и нефтей (*3*) (29 обр.) доманикового генотипа Тимано-Печорской провинции [4]; *4-5* – среднее значение $\delta^{13}C$ для битумоидов нефтематеринских пород (*4*) (3 обр.) и нефти (*5*) из верхнесилурийских отложений в скв. Кэрлайская-1 (Денисовский прогиб).

3) ОВ нефтематеринских пород достигло высокого уровня катагенетической преобразованности (градация $МК_4$ и выше) и в значительной степени реализовало свой УВ потенциал;

4) высокая степень зрелости ОВ предполагает обнаружение залежей УВ смешанного фазового состава в виде легких нефтей, нефтегазоконденсатов и газоконденсатов.

Список литературы:

1. Котик И.С., Саетгараев А.Д., Котик О.С., Бушнев Д.А., Валяева О.В., Савельева А.А. Нефтематеринские отложения и углеводородный потенциал нижнепалеозойских отложений Лайского вала Денисовского прогиба, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (по материалам скв. Кэрлайская-1) // Геология нефти и газа, 2023, №1, с. 53–66.

2. Валяева О.В., Бушнев Д.А. Геохимическая характеристика нефтей из отложений нижнего палеозоя Варандей-Адзьвинской структурной зоны Печорской синеклизы // Известия Коми НЦ УрО РАН. Серия «Науки о Земле», 2022, №2, с. 30–40.

3. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Шадрин А.Н., Деревесникова А.А. Доманиковые отложения Денисовского прогиба по результатам исследования керна скважины Командиршор-12 // Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН, 2017, №7, с. 12–20.

4. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Большакова М.А. Геохимия углеводородов-биомаркеров и изотопов углерода органического вещества доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна // Геохимия, 2023, т. 68, №2, с. 139–148.

5. Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И. Яковлева (Гембицкая) Л.А., Климова Л.И. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. СПб., ВНИГРИ, 2008, 164 с.

6. Анищенко Л.А., Аминов Л.З., Дедеев В.А., Мельникова Л.А., Павлова С.Н., Забоева С.А. Геология природных углеводородов Европейского Севера России (флюидные углеводородные системы). Сыктывкар, Коми НЦ УрО РАН, 1994, 179 с.

7. Данилевский С.А., Склярова З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции. Ухта, 2003, 298 с.

УДК 552.578.2.061.32:551.73(470.1)
DOI 10.48612/sibprint/xb3f-46n8-6f14 https://doi.org/10.48612/sibprint/xb3f-46n8-6f14

Микроскопические исследования сапропелевого органического вещества доманикитов Колвинского мегавала (Тимано-Печорская провинция)[1]

О. С. Котик[1], Н. В. Пронина[2], И. С. Котик[1]

[1] Институт геологии Коми НЦ УрО РАН им. Н. П. Юшкина, Сыктывкар
[2] Геологический факультет Московского государственного университета им. М. В. Ломоносова

Аннотация. В составе органического вещества депрессионных франских отложений Колвинского мегавала доминируют битуминит и продукты его преобразования. Отражательная способность битуминита свидетельствует, что погружение толщи достигло глубин главной зоны нефтеобразования. По данным электронной микроскопии выявились микротекстурные особенности битуминита, выраженные в повсеместной пористости и трещиноватости его структуры, что указывает на начальные катагенетические преобразования. При этом основная часть бесструктурного ОВ характеризуется интенсивной флуоресценцией и отсутствием выраженных пиков в рамановских спектрах первого порядка, что свидетельствует о невысокой преобразованности нефтематеринского комплекса.
Ключевые слова: нефтематеринские породы, органическая петрология, битуминит, катагенез, структурные изменения

Microscopic studies of sapropelic organic matter of domanikites in the Kolvinsky megaswell (Timan-Pechora province)

O. S. Kotik[1], N. V. Pronina[2], I. S. Kotik[1]

[1] Yushkin Institute of Geology Komi SC UB RAS, Syktyvkar
[2] Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University

Abstract. The organic matter of the Frasnian depression sediments in the Kolvinsky megaswell is dominated by bituminite and its transformation products. The reflectance of the bituminite indicates that subsidence of the strata reached the depths of the main oil-generation zone. Electron microscopy revealed microtextural features of the bituminite, expressed in widespread porosity and fracturing of its structure, indicating initial catagenesis transformations. Moreover, the majority of the structureless organic matter is characterized by intense fluorescence and the absence of distinct peaks in the first-order Raman spectra, indicating a low degree of transformation of the oil source complex.
Keywords: petroleum source rocks, organic petrology, bituminite, catagenesis, structural changes

Введение. В пределах Колвинского мегавала широко распространены депрессионные отложения франского яруса, образующие доманиковую формацию. Данная толща выступает в качестве основного источника генерации углеводородов на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Рассмотрение характеристик органического вещества (ОВ) в нефтегазопроизводящих толщах помогает спрогнозировать их генерационные возможности. Кроме того, данный анализ раскрывает механизмы трансформации исходного субстрата в углеводороды, что критически важно для прогнозирования свойств нетрадиционных резервуаров с трудноизвлекаемыми запасами [1, 2]. Настоящая работа направлена на детальный углепетрографический и спектрометрический анализ ОВ, и определение его уровня катагенетической преобразованности.

---

[1] © О. С. Котик, Н. В. Пронина, И. С. Котик, 2026
Исследования выполнены в рамках Государственного задания ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН по теме НИР № НИОКТР 122040600010-8

Объект и методы исследований. Для исследования были выбраны франские депрессионные отложения Колвинского мегавала на севере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, катагенетические преобразования которых достигли главной зоны нефтегенрации. Микроскопический комплекс исследований включал петрографическое изучение в простом отраженном и ультрафиолетовом свете, микрорамановские и микрозондовые исследования.

Углепетрографическое изучение состава ОВ франских отложений по скважинам Колвинского мегавала было проведено для всех литологических типов пород от известняков, кремнистых известняков до глинистых известняков и силицитов.

Основная масса ОВ представлена битуминитом, сформированным за счет разнообразного водорослевого материала. В качестве его предшественника выступают альгинитовые мацералы, широко распространенные в мелкодисперсном матриксе. Все эти компоненты составляют основу керогена и формируют его генерационный потенциал.

Битуминит находится в породах в нескольких формах, характеризующих разную степень его катагенетического изменения.

1. Битуминит присутствует в виде цементирующей массы и в форме включений разного размера и облика, которые выстилают поверхности напластования по минеральному субстрату. Битуминит характеризуется серыми тонами, бесструктурным сложением и ровной поверхностью в белом отраженном свете, и черными тонами (без люминесценции) в ультрафиолете (УФС).

2. Второй вид битуминита подчеркивает нитевидными прожилками все поверхности наслоения и окаймляет минералы. В отличие от предыдущего типа, он имеет пористое структуру, часто пустоты и на поверхности и по краям. Данный вид битуминита характеризуется коричневыми оттенками в простом отраженном свете (W) из за битумных компонентов, которые придают ему в УФС свечение в коричнево-желтых оттенках. Вокруг битуминита наблюдаются пленки битума, оставшиеся после преобразования вещества мацерала.

3. Третий вид битуминита характеризуется более светлыми небольшими скоплениями, заполняющими пустоты между новообразованными минералами; отдельными почти белыми включениями и остаточным обликом. Такие образования относятся к постгенерационному битуминиту, также именуемому твердым битумом (SB), образовавшемуся после генерации жидких и газообразных продуктов [3]. Твердые битумы иногда формируют вытянутые невыдержанные прослои и присутствуют в карбонатных породах в виде угловатых включений.

4. Четвертый вид битуминита представлен бело-серыми «структурными» включениями с повышенным показателем отражения. Указанную разновидность битуминита можно отнести к оксисапропелитам, которые часто диагностируется в продуктивных отложениях [4]. Основными регуляторами данного процесса могли стать интенсивность осадконакопления и время протекания окисления вещества в аэробных условиях.

Из имеющихся видов битуминита для оценки катагенетической преобразованности был выбран первый вид, характеризующийся однородным серым цветом, ровной поверхностью и повсеместным распространением. Показатель отражения битуминита изменяется от 0,62 – 0,74 %, что в пересчете на Vt_{eq}, по формуле $Vt_{eq} = 0{,}668*R_{bit}+0.4$ [5] составляет 0,81 – 0,9 %.

Микрозондовый анализ. Изучение аншлифов, предварительно покрытых тонким напылением углерода, под электронным микроскопом показали некоторые различия отдельных микрокомпонентов.

Для первого типа битуминита свойственны мелкие зародившиеся поры в структуре включений, а также регулярное присутствие микротрещин. Поры в массе своей остаются полыми, но в единичных случаях содержат аутигенные минералы (в частности, пирит или кальцит). Прерывистое распространение трещиноватости, вероятно, связано с невысокой термической зрелостью ОВ.

Разновидности твердого битума (остаточного третьего вида битуминита) выполняют пустоты разной природы: вблизи включений первичного ОВ, внутри раковинного детрита и в межминеральных порах. Характерной чертой SB является развитие разноориентированных

микротрещин, появление которых обосновывается преобразованием ОВ и выделением газообразных соединений [6].

КР-спектры. Точечные микрорамановские измерения выполнялись на обособлениях включениях, прошедших предварительный петрографический анализ. Вещество битуминита формирует мощный люминесцентный сигнал, приводящий к перекрытию линий D (1350 $см^{-1}$) и G (1600 $см^{-1}$). Подобная зашумленность спектра флуоресценцией типична для низкозрелых нефтематеринских толщ [7]. Стабильно воспроизводимые аналогичные тренды выявлены и для скоплений нитевидного битуминита с высокой пористостью, рассредоточенного в объеме породы. Схожие особенности мацералов липтинитовой группы ранее неоднократно рассматривались и по другим регионам мира [8].

В КР-спектрах светлых бело-серых линзоподобных выделений битуминита (оскисленного) фиксируется усиление амплитуды полосы G. Изменение геометрии спектра связано с интенсивной термической трансформацией вещества, сопровождающейся ростом структурной упорядоченности углеродных структур [8].

Выводы. По результатам проведенных исследований выявлено, что в органическом веществе депрессионных франских отложений Колвинского мегавала доминируют битуминит и продукты его преобразования. Отражательная способность битуминита указывает на зрелость ОВ, соответствующую главной зоне нефтеобразования. Высокоразрешающая электронная микроскопия позволила визуализировать микротекстурные особенности битуминита, выраженные в повсеместной пористости и трещиноватости его структуры, также соответствуют начальным катагенетическим преобразованиям. При этом основная часть бесструктурного ОВ демонстрирует интенсивную флуоресценцию и отсутствие выраженных пиков в рамановских спектрах первого порядка, характерных для слабопреобразованных нефтематеринских комплексов.

Список литературы:

1. Балушкина Н. С., Калмыков Г. А., Коробова Н. И., Шарданова Т. А. Структура пустотного пространства нефтенасыщенных пород баженовской абалакской свит в центральной части Западно-Сибирского бассейна // Вестник Московского университета, 2015, Серия 4: Геология, №5б, с. 69–77.

2. Калмыков А. Г., Карпов Ю. А., Топчий М. С., Фомина М. М., Мануилова Е. В., Третьякова И. О., Пронина Н. В., Шишков В. А., Балушкина Н. С., Фадеева Н. П., Ступакова А. В., Калмыков Г. А. Влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов с органической пористостью в баженовской свите и особенности их распространения // Георесурсы, 2019, №21(2), с. 159–171.

3. Hackley P.C., Valentine B.J., Hatcherian J.J. On the petrographic distinction of bituminite from solid bitumen in immature to early mature source rocks // Int. J. Coal Geol., 2018, V. 196, pp. 232–245.

4. Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А. И., Яковлева Л. А. (Гембицкая), Климова Л. И. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. СПб.: ВНИГРИ, 2008. 164 с.

5. Jacob H. Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen (“migrabitumen”) // Int. J. Coal Geol., 1989, V. 11, pp. 65–79.

6. Loucks R.G., Reed R.M. Scanning-electron-microscope petrographic evidence for distinguishing organic-matter pores associated with depositional organic matter versus migrated organic matter in mudrocks // Gulf Coast Association of Geological Societies Journal, 2014, v. 3, pp. 51–60.

7. Cheshire S., Craddock P.R., Xu G., Sauerer B., Pomerantz A.E., McCormick D., Abdallah W. Assessing thermal matuirity beyond the reaches of vitrinite reflectance and Rock-Eval pyrolysis: a case study from the Silurian Qusaiba formation // Int. J. Coal Geol., 2017, v. 180, pp. 29–45.

8. Schito A., Spina A., Corrado S., Cirilli S., Romano C. Comparing optical and Raman spectroscopic investigations of phytoclasts and sporomorphs for thermal maturity assessment: The case study of Hettangian continental facies in the Holy cross Mts. (central Poland). Mar. Pet. Geol., 2019, V. 104, pp. 331–345.

УДК 339.17
DOI 10.48612/sibprint/hpht-2ban-g6tg https://doi.org/10.48612/sibprint/hpht-2ban-g6tg

Роль цепи поставок в создании валовой добавленной стоимости[1]

А. Д. Крутилина, И. В. Проворная

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

Аннотация. Работа посвящена анализу влияния цепи поставок на валовую добавленную стоимость (ВДС) на маркетплейсах. Рассмотрены этапы логистики (хранение, сортировка, доставка) и модели FBO, FBS, DBS, 3PL. На основе данных по России, модели затраты-выпуск и мультипликатора оценен прирост ВДС при переходе от централизованной к гибридной модели. Сделан вывод: инвестиции в региональную инфраструктуру создают новую ВДС на субнациональном уровне, а гибридная модель эффективна для регионов с низкой плотностью заказов.
Ключевые слова: цепь поставок, валовая добавленная стоимость, маркетплейсы, логистическая инфраструктура, региональное развитие, распределительные центры, FBO, FBS, инвестиционный мультипликатор.

The role of the supply chain in creating gross value added

A. D. Krutilina, I. V. Provornaya

Novosibirsk state university, Novosibirsk
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. The paper analyzes the impact of the supply chain on gross value added (GVA) in marketplaces. It examines the stages of logistics (storage, sorting, and delivery) and the FBO, FBS, DBS, and 3PL models. Based on data from Russia, the paper uses the input-output model and the multiplier to estimate the increase in GVA when switching from a centralized to a hybrid model. The paper concludes that investments in regional infrastructure create new GVA at the subnational level, and the hybrid model is effective for regions with low order density.
Keywords: supply chain, gross value added, marketplaces, logistics infrastructure, regional development, distribution centers, FBO, FBS, investment multiplier.

Введение. Цепь поставок в классическом понимании представляет собой совокупность процессов, обеспечивающих движение товара от производителя до конечного потребителя. В экономической теории валовая добавленная стоимость создаётся на каждом этапе физического преобразования товара: добыча сырья, производство, транспортировка, хранение, сортировка, упаковка, комплектация и доставка. На маркетплейсах цепь поставок приобретает особое значение, поскольку платформа выступает не только как посредник, но и как организатор логистического процесса, предоставляя продавцам доступ к складской инфраструктуре и сервисам доставки. Маркетплейсы в России растут в регионах быстрее, чем в Москве и Санкт-Петербурге. По данным аналитических агентств, в 2024–2025 годах темпы прироста заказов в городах-миллионниках и малых населённых пунктах значительно опережают столичные показатели [1, 2]. Однако логистическая инфраструктура исторически сконцентрирована в центре страны, что создаёт разрыв между растущим спросом и возможностями эффективной доставки. Выход в регионы требует трансформации цепи поставок: строительства новых распределительных центров (РЦ), сортировочных центров, развития пунктов выдачи заказов (ПВЗ). Ключевой исследовательский вопрос заключается в следующем: обеспечивают ли инвестиции в региональную логистическую инфраструктуру прирост валовой добавленной стоимости (ВДС) на уровне регионов или же сводятся к территориальному перераспределению существующей сто-

[1] © А. Д. Крутилина, И. В. Проворная, 2026
Работа выполнена в рамках проекта РНФ № 26-78-00060

имости? Ответ на данный вопрос является значимым как для стратегического планирования деятельности маркетплейсов, так и для формирования региональной экономической политики.

Цепь поставок на маркетплейсах создаёт ВДС по нескольким каналам. Во-первых, платформа, инвестируя в складскую инфраструктуру, обеспечивает хранение, сортировку и комплектацию товаров, что добавляет стоимость за счёт сокращения сроков доставки и повышения надёжности [3]. Во-вторых, выбор модели логистики – FBO (полное делегирование маркетплейсу), FBS (самостоятельное хранение продавцом) или DBS (полная самостоятельная доставка) – напрямую влияет на структуру распределения ВДС между участниками [4]. В модели FBO платформа аккумулирует значительную долю добавленной стоимости за счёт комиссионных вознаграждений, тогда как в моделях FBS и DBS большая часть стоимости остаётся у продавцов и логистических операторов. В регионах эти операции часто отсутствуют: товар поступает уже в готовом виде, а цепь поставок фактически сводится к конечной доставке. Развитие региональной логистической инфраструктуры – строительство распределительных и сортировочных центров, расширение пунктов выдачи заказов – создаёт новую добавленную стоимость за счёт роста занятости, увеличения налоговых поступлений в местные бюджеты, формирования сопутствующих услуг (транспорт, упаковка, сервисное обслуживание) и расширения рыночных возможностей для местных производителей [5]. Таким образом, цепь поставок становится не просто логистическим звеном, но и важным фактором экономического роста регионов.

Инвестиционная активность маркетплейсов в регионах демонстрирует устойчивую положительную динамику. По данным консалтинговой компании CORE.XP, в 2024 году площадь региональных фулфилмент-центров впервые превысила столичные показатели (5,2 млн кв. м против 3,4 млн кв. м), при этом региональные складские площади увеличились в 2 раза за год [6]. Цепь поставок создаёт ВДС там, где появляются новые компетенции: сортировка, хранение, упаковка, локальная комплектация. В регионах, где логистика ограничена транзитной функцией, добавленная стоимость минимальна, а издержки максимальны.

В то же время неоптимальная конфигурация цепи поставок, при которой отсутствует региональный распределительный центр, влечёт существенные потери ВДС. Доставка через Московский регион сопровождается ростом логистических издержек и увеличением сроков, а удалённость ближайшего склада может достигать 500 км. В условиях дефицита слотов приёмки продавцы вынуждены переходить на модели FBS/DBS, что повышает риски сбоев, штрафных санкций и возвратов. В 2025 году зафиксировано сокращение числа активных селлеров на 2%, что связывается с ростом логистических и комиссионных издержек, снижающих маржинальность [2]. Региональный потребитель получает товар с более высокими ценой и сроком доставки, что уменьшает потребительскую ценность и совокупную ВДС в цепочке. Таким образом, централизованная модель цепи поставок приводит к разрушению стоимости для всех участников – продавцов, потребителей и региональных экономик.

Сценарии локализации. Для количественной оценки влияния конфигурации цепи поставок на создание валовой добавленной стоимости были разработаны три сценарных варианта, различающихся по степени локализации логистических операций и объёму инвестиций в региональную инфраструктуру.

Сценарий А (централизованная модель) предполагает концентрацию всех складских и сортировочных мощностей в Московском регионе. Данная конфигурация характеризуется минимальными капитальными вложениями в региональную инфраструктуру, однако сопровождается высокими логистическими издержками при доставке в субъекты федерации, низкой надёжностью поставок и ограниченной адаптивностью к колебаниям локального потребительского спроса. В рамках данного сценария генерация ВДС на региональном уровне минимизирована, а создаваемая стоимость аккумулируется преимущественно в столичном регионе.

Сценарий Б (полномасштабная региональная модель) предусматривает строительство распределительных и сортировочных центров в крупнейших городах и транспортных узлах субъектов Российской Федерации. Данная конфигурация обеспечивает максимальный прирост

региональной ВДС за счёт создания новых рабочих мест, увеличения налоговых поступлений в местные бюджеты, развития малого предпринимательства и снижения логистических издержек. Вместе с тем реализация сценария требует значительных инвестиционных вложений и достигает точки окупаемости лишь при устойчиво высоком объёме заказов в регионе.

Сценарий В (гибридная модель) представляет собой комбинацию двух подходов: хранение товаров с устойчивым спросом в региональных распределительных центрах по модели FBO и отгрузка низкооборачиваемого ассортимента непосредственно со складов продавцов (FBS) либо с привлечением сторонних логистических операторов (3PL). Применение 3PL-услуг позволяет сократить логистический бюджет до 25% и уменьшить сроки доставки [1]. Данный компромиссный вариант обеспечивает масштабирование логистического присутствия в регионах без избыточных капитальных затрат.

На основе данных об открытии распределительных центров Wildberries и Ozon, а также статистических показателей занятости и налоговых поступлений в регионах был проведён расчёт оценочного прироста ВДС при переходе от централизованной к гибридной модели. Методологической основой расчёта выступила модель затраты-выпуск (input-output model), позволяющая оценить как прямой эффект от инвестиций (создание рабочих мест, налоговые поступления), так и косвенные мультипликативные эффекты, распространяющиеся на смежные отрасли экономики. Центральным параметром модели является инвестиционный мультипликатор, который для отрасли «Транспорт и логистика», согласно эконометрическим исследованиям, составляет 1,7-2,0 [6].

Представленная методика носит универсальный характер и может быть адаптирована для анализа цепей поставок в иных отраслях. В частности, в нефтегазовом комплексе, где вопросы локализации инфраструктуры, управления логистическими издержками и оценки мультипликативного эффекта от капитальных вложений обладают особой значимостью ввиду территориальной распределённости активов и высокой капиталоёмкости проектов.

Таблица 1. Оценочный прирост ВДС при переходе к гибридной модели цепи поставок по регионам Российской Федерации

Регион	Инвестиции в РЦ, млрд руб.	Создано рабочих мест (оценка)	Прирост ВДС, %
Республика Татарстан	9,4	2 500	4,2
Новосибирская область	5,2	1 800	3,8
Приморский край	10,2	3 500	5,1
Свердловская область	4,8	1 500	3,5
Красноярский край	3,1	900	2,9

Проведённые расчёты показывают, что наибольший оценочный прирост региональной ВДС наблюдается в субъектах с максимальным объёмом инвестиций в логистическую инфраструктуру и высоким уровнем покупательской активности. При этом в регионах с низкой плотностью заказов гибридная модель (сценарий В) оказывается более эффективной по сравнению с полномасштабным строительством распределительных центров, поскольку позволяет генерировать добавленную стоимость без избыточных капитальных затрат. Следовательно, при формировании логистических стратегий маркетплейсов необходимо учитывать не только объём инвестиций, но и конфигурацию цепи поставок, а также уровень покупательской активности в регионе.

Вывод. Хотя логистические инвестиции не преследуют цели сокращения внешних эффектов, их мультипликативное воздействие на региональную ВДС существенно превосходит эффект простого перераспределения товарных потоков. Затраты на строительство РЦ и сортировочных центров компенсируются ростом занятости, увеличением налоговой базы, развитием предпринимательского сектора и снижением транзакционных издержек. Учитывая международный опыт и институциональные различия регионов, переход к гибридной модели в субъектах с низкой плотностью заказов представляется наиболее рациональной стратегией,

позволяющей избежать потерь ВДС и сохранить конкурентные позиции. Ввиду системообразующей роли логистики в структуре маркетплейсов, все институциональные изменения должны осуществляться с учётом потенциальных рисков. При условии корректной трансформации цепи поставок достигается не только повышение скорости и снижение стоимости доставки, но и устойчивое социально-экономическое развитие регионов, которое в настоящее время сдерживается централизацией логистических мощностей в Москве и Санкт-Петербурге.

Список литературы:

1. CORE.XP. На складской карте России есть не только Москва, 2024 [Электронный ресурс]. URL: https://cre.ru/analytics/95863 (дата обращения: 10.07.2026).

2. CORE.XP. CORE.XP подводит итоги 2024 года и делает прогноз на 2025 год, 2024 [Электронный ресурс]. URL: https://core-xp.ru/news/corexp-podvodit-itogi-2024-goda-i-delaet-prognoz-na-2025-god/ (дата обращения: 10.07.2026).

3. Data Insight. Экосистема электронной торговли – 2025v2, 2025 [Электронный ресурс]. URL: https://datainsight.ru/ecosystem2025_v2 (дата обращения: 12.07.2026).

4. Гохберг Л.М., Кузнецова И.А. Цепочки создания стоимости в цифровой экономике // Вопросы экономики, 2023, № 7, с. 45–62.

5. Малёшина Л.М., Шатская И.И. Анализ финансового состояния и инвестиционной привлекательности зарубежных компаний транспортной отрасли // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Экономика и право, 2023, № 3, с. 30–35.

6. Владимирова О.Н., Морозова А.А. Особенности развития транспортной инфраструктуры пристоличного региона // Экономика, предпринимательство и право, 2023, т. 13, № 8, с. 3037–3050.

УДК 550.380
DOI 10.48612/sibprint/p7pk-r6km-nbv4 https://doi.org/10.48612/sibprint/p7pk-r6km-nbv4

О возможности использования векторного Оверхаузеровского магнитометра POS-4 для магнитометрического обеспечения технологии ННБ[1]

Д. В. Кудин, М. И. Нанов

Геофизический центр РАН, Москва
Российский университет транспорта, Москва

Аннотация. В связи с развитием добычи нефти и газа в Арктической зоне России наряду с пространственными неоднородностями магнитного поля возникает вопрос мониторинга и компенсации временных вариаций магнитного поля Земли (МПЗ) обусловленных проявлениями космической погоды. Опираясь на опыт использования в обсерваторской практике российского векторного Оверхаузеровского магнитометра POS-4 в течение длительного периода, в работе рассматриваются специфика применения магнитометра для организации пунктов наблюдений вблизи мест добычи.

Ключевые слова: магнитометр, наклонно-направленное бурение, магнитная обсерватория

On the possibility of using the vector Overhauser magnetometer POS-4 for magnetometric support of directional drilling technology

D. V. Kudin, M. I. Nanov

Geophysical Center RAS, Moscow
Russian University of Transport, Moscow

Abstract. Due to the development of oil and gas extraction in the Arctic zone of Russia, along with spatial inhomogeneities of the magnetic field, the issue of monitoring and compensating for temporal variations of the Earth's magnetic field (EMF) caused by space weather manifestations arises. Drawing on the long-term experience of using the Russian vector Overhauser magnetometer POS-4 in observatory practice, this paper examines the specifics of applying the magnetometer to set up observation points near mining sites.

Keywords: magnetometer, directional drilling, magnetic observatory

Увеличение процента трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) на месторождениях нефти и газа влечет за собой планомерный рост применения кустового бурения с использованием плотной сетки горизонтальных скважин. Проводка таких скважин выполняется по технологии наклонно-направленного бурения (ННБ) с применением магнитной привязки по глобальным и региональным моделям магнитного поля Земли (МПЗ). Точность магнитной привязки в высокоширотных регионах значительно деградирует под влиянием возмущений, связанных с проявлениями космической погоды. Решение этой проблемы возможно путем развертывания обсерваторий в непосредственной близости от мест бурения. Основным прибором магнитной обсерватории является векторный магнитометр. Отечественный векторный магнитометр POS-4 был разработан лабораторией квантовой магнитометрии на базе широко известных во всем мире скалярных датчиков POS-1 на эффекте Оверхаузера. Одной из целей разработки было получение абсолютного векторного магнитометра, основанного на использовании дополнительного поля [1, 2] и позволяющего минимизировать ручные наблюдения на магнитных обсерваториях [3]. Начиная с 2015 года разработанный прибор в разное время был использовался на обсерваториях «Паратунка» (ИКИР ДВО РАН, Камчатка), «Санкт-Петербург» (ГЦ РАН / СПбФ ИЗМИРАН, Ленинградская область) и «Арти» (ИГФ УрО РАН, Свердловская область)

[1] © Д. В. Кудин, М. И. Нанов, 2026
Работа выполнена в рамках темы государственного задания Российского университета транспорта № 103-00001-26-00 от 15.01.2026

[4,5]. В работе описывается опыт длительной эксплуатации прибора на обсерваториях и станциях ГЦ РАН, расположенных на разных широтах (табл. 1) [6].

Таблица 1. Пункты наблюдений

Название пункта	IAGA-код	Широта	Долгота	Начало записи	Окончание записи
Белое море	WSE	66.552 с.ш.	33.102 в.д.	2018-08-05	действует
Иркутск	IRT	52.165 с.ш.	104.46 в.д.	2023-07-07	2025-09-30
Норильск	NOK	69.361 с.ш.	88.36 в.д.	2024-08-23	действует
Климовская	KLI	60.855 с.ш.	39.518 в.д.	2025-11-27	2026-03-25

Анализ полученных данных позволяет оценить следующие факторы эксплуатации:

- влияние стабильности постамента;
- зависимость измерений от температурного режима павильона;
- чувствительность к качеству электропитания.

Обсерватории, использованные для апробации POS-4 (см. табл. 1), за исключением Белого моря, оснащены феррозондовыми трехкомпонентными вариометрами для регистрации вариаций компонент МПЗ. Так, в Норильске и Иркутске установлен датчик LEMI [7], а в Климовской – DTU Space FGE [8]. Эти магнитометры соответствуют стандартам качества данных сети магнитных обсерваторий INTERMAGNET, поэтому были использованы как эталоны при оценке данных POS-4 в условиях регистрации магнитных вариаций на разных широтах.

Список литературы:

1. Hurwitz, L., and J. H.Nelson Proton vector magnetometer // J. Geophys. Res., 1960, 65(6), 1759–1765, doi:10.1029/JZ065i006p01759.

2. Serson, P. H., Method of making an electromagnetic measurement, Ottawa, Ontario, Canada, CANADIAN PATENT No. 654, 552, Issued Dec. 1962, CLASS 324-1.

3. Sapunov V., Rasson J., Denisov A., Saveliev D., Kiselev S., Denisova O., Podmogov Y., and Khomutov S. Theodolite-borne vector Overhauser magnetometer: DIMOVER // Earth, Planets and Space. – 2006. – Vol. 58, No. 6. – P. 711-716. – DOI 10.1186/BF03351972. – EDN LJPOXR.

4. Хомутов С.Ю., Бабаханов И.Ю., Бобылев Я.М., Думбрава З.Ф., Лобода В.А., Поддельский И.Н., Сапунов В.А. Оверхаузеровские магнитометры POS-1 и POS-4: первые результаты измерений на обсерваториях ИКИР ДВО РАН // Проблемы комплексного геофизического мониторинга Дальнего Востока России. труды Пятой научно-технической конференции: к 100-летию организации инструментальных сейсмологических наблюдений на Камчатке. 2015. С. 269-273.

5. Хомутов С.Ю., Сапунов В.А., Денисов А.Ю., Бородин П.Б., Кудин Д.В., Сидоров Р.В., Бебнев А.С., Черепанова Е.А., Котиков А.Л., Канониди К.Х., Барышев П.Е., Турбин Ю.Г. Векторный Оверхаузеровский магнитометр POS-4: опыт использования и перспективы применения // Солнечно-земные связи и физика предвестников землетрясений. Сборник тезисов докладов XII международной конференции. Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт космофизических исследований и распространения радиоволн ДВО РАН. 2021. С. 42-43.

6. Sidorov R., Kudin D., Ryakhovsky I., Borodin P., Prikop M., Sapunov V., Karapetyan J., Yusupov V. Advances in hardware and constructions in geomagnetic observatory measurements and practice in Russia and the near abroad // Acta Geodaetica et Geophysica, 2026 [в печати]

7. Rasson J. L. Testing the time-stamp accuracy of a digital variometer and its data logger // Proceedings of the XIIIth IAGA workshop on geomagnetic observatory instruments, data acquisition. 2009

8. Pedersen L. W., Merenyi L. The FGE magnetometer and the INTERMAGNET 1 second standard // J. Ind. Geophys. Union 2, 2016, 30-36.

УДК 338.12
DOI 10.48612/sibprint/bu96-p7tf-vzvb https://doi.org/10.48612/sibprint/bu96-p7tf-vzvb

Полярный индекс как инструмент оценки устойчивого развития техногенных систем Арктической зоны России[1]

Е. А. Кузнецова

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

Аннотация. В статье рассматривается эколого-экономическая сбалансированность регионов Арктической зоны РФ на основе рейтинга «Полярный индекс. Регионы». Проанализирована методология индекса, включающая 30 статистических показателей по трём блокам – экономическому, социальному и экологическому. Выявлена динамика лидерских позиций среди регионов и её связь с техногенной нагрузкой, обращением с отходами и природоохранными затратами. Показано, что высокая доля нефтегазового сектора не гарантирует высокого интегрального индекса – ключевым фактором выступает сбалансированность развития.
Ключевые слова: Полярный индекс, устойчивое развитие, техногенные системы, Арктическая зона РФ, нефтегазовая отрасль.

Polar index as a tool for assessing the sustainable development of technogenic systems in the arctic zone of Russia[1]

E. A. Kuznetsova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. The article examines the ecological-economic balance of regions in the Arctic zone of the Russian Federation based on the rating "Polar Index. Regions". The methodology of the index, which includes 30 statistical indicators across three blocks – economic, social and environmental – is analysed. The dynamics of leading positions among regions and its relationship with technogenic load, waste management and environmental protection expenditures are revealed. It is shown that a high share of the oil and gas sector does not guarantee a high integrated index – the key factor is the balance of development.
Keywords: Polar Index, sustainable development, technogenic systems, Arctic zone of Russia, oil and gas industry.

Введение. Арктическая зона Российской Федерации (АЗРФ) представляет собой стратегический макрорегион, в котором сосредоточены значительные запасы углеводородов и ценных минеральных ресурсов. По оценкам специалистов, на долю России в АЗРФ приходится 73% запасов газа и 45% нефти, а стоимость разведанных мировых запасов углеводородов в Арктике оценивается в 3,6 трлн долларов [1, 2]. Экономика российской части Арктики составляет 9,7 трлн рублей, а её промышленный каркас формируют Мурманская область, Норильск, Ямал, Архангельская область и Чукотка.

Однако высокая концентрация добывающей промышленности на территориях с хрупкими экосистемами создаёт острую проблему сбалансированности экономического роста и экологической безопасности. В этих условиях возникает потребность в инструменте, позволяющем количественно оценить устойчивость развития арктических регионов с учётом составляющих – экономической, социальной и экологической. Таким инструментом выступает «Полярный индекс» – первый специализированный рейтинг устойчивого развития регионов российской Арктики [3, 4].

В данной работе представлен аналитический обзор рейтинга «Полярный индекс» за 2018–2025 гг., рассмотрена методология его расчёта, проанализированы регионы-лидеры в

[1] © Е. А. Кузнецова, 2026
Работа выполнена в рамках проекта ИНГГ СО РАН № FWZZ-2026-0055

привязке к их техногенной нагрузке, показателям обращения с отходами и затратам на охрану окружающей среды, а также выявляет взаимосвязь между нефтегазовой специализацией регионов и их положением в рейтинге.

Методологические основы и эволюция Полярного индекса. Полярный индекс – совместный проект Экспертного центра ПОРА и кафедры экономики природопользования экономического факультета МГУ им. М. В. Ломоносова. Рейтинги публикуются ежегодно с 2018 г. и охватывают 10 регионов, полностью или частично входящих в АЗРФ: Мурманскую область, Республику Саха (Якутию), Архангельскую область, Ямало-Ненецкий АО, Красноярский край, Ханты-Мансийский АО, Чукотский АО, Республику Карелию, Ненецкий АО и Республику Коми [4, 5].

Методология рейтинга базируется на концепции устойчивого развития ООН, известной как «триединый итог» (Triple Bottom Line). Устойчивость региона понимается как баланс трёх групп параметров:

- социально-экономические (качество жизни, инфраструктура);
- эколого-экономические (институциональные основы и экологические требования);
- социально-экологические (рабочие места, экологичное хозяйствование).

Методология «Полярного индекса» базируется на двухэтапной процедуре: на первом этапе формируется количественный индекс устойчивого развития региона на основе 30 статистических показателей, сгруппированных в три блока – экономический, социальный, экологический, с последующей линейной нормализацией данных в интервале [0,1] и применением экспертно-обоснованных весовых коэффициентов. На втором этапе рассчитывается экспертный индекс посредством анкетирования, отражающий качественные оценки региональной динамики. Итоговый интегральный индекс определяется как среднее арифметическое количественной и экспертной составляющих, что обеспечивает комплексный учёт как объективных статистических данных, так и экспертного мнения при оценке сбалансированности развития арктических территорий. Значимость индекса выходит за рамки рейтинга [4].

Публикация стимулирует региональные власти и компании к внедрению принципов устойчивого развития, повышает информационную открытость и создаёт основу для межрегиональных сравнений. Индекс также служит инструментом для инвесторов, оценивающих не только экономические риски, но и экологические и социальные.

Таблица 1. Динамика лидеров среди регионов АЗ РФ за последние три года

Год	1-е место	2-е место	3-е место
2018	Мурманская область	Республика Саха (Якутия)	Архангельская область
2019	Мурманская область	Ямало-Ненецкий АО	Республика Саха (Якутия)
2020	Мурманская область	Республика Саха (Якутия)	Ямало-Ненецкий АО
2021	Мурманская область	Республика Саха (Якутия)	Архангельская область
2022	Мурманская область	Республика Саха (Якутия)	Ямало-Ненецкий АО
2023	Мурманская область	Республика Саха (Якутия)	Ямало-Ненецкий АО
2024	Ямало-Ненецкий АО	Мурманская область	Республика Саха (Якутия)
2025	Ямало-Ненецкий АО	Республика Саха (Якутия)	Мурманская область

Мурманская область доминировала с 2018 по 2023 гг., но в 2024 г. уступила первенство Ямало-Ненецкому АО, который удержал лидерство и в 2025 г. Якутия стабильно входит в тройку, а Архангельская область дважды занимала третье место. Такая ротация свидетельствует о динамичности региональных политик и чувствительности индекса к реальным изменениям [3-5].

Техногенные системы Арктики: нагрузка, отходы и цена экологии. Лидерство в рейтинге не означает отсутствия экологических проблем. Напротив, все арктические регионы несут колоссальную техногенную нагрузку.

Выбросы в атмосферу. Согласно данным Росприроднадзора, два предприятия – ПАО «Норникель» и ПАО «Газпром» – обеспечивают 82% всех промышленных выбросов в Российской Арктике. Выбросы ПАО «Норникеля» превышают 1,9 млн тонн в год (37% от суммарных выбросов 30 крупнейших загрязнителей), выбросы ПАО «Газпрома» – более 2,4 млн тонн (45%). Для сравнения: выбросы всей канадской Арктики в 2021 г. составили 33,6 тыс. тонн – в 57 раз меньше, чем у одного ПАО «Норникеля». При этом доля выбросов без очистки в российской Арктике достигает 98,5%, что говорит о крайне низкой степени очистки [6, 7].

Парадокс в том, что Ямало-Ненецкий АО, являясь одним из главных источников выбросов, в 2025 г. занял первое место в экологическом индексе. Это объясняется методологией индекса: оценивается не абсолютный объём выбросов, а динамика и соотношение с экономическими показателями, а также эффективность природоохранных мероприятий [1, 2].

Отходы производства и потребления. В 2023 г. российские предприятия сгенерировали рекордные 9,3 млрд тонн отходов, на 3% больше, чем в 2022 г. В АЗРФ лидерами по образованию отходов в 2023 г. стали Мурманская область и Республика Карелия. Однако Якутия при образовании около 18 млн тонн отходов показала утилизацию 99,97% – на полигоны не поступило ни одного килограмма. Напротив, в Архангельской области доля утилизированных отходов остаётся низкой, хотя там реализуются федеральные проекты (в 2024 г. собрано около 700 тонн металлолома по программе «Чистая Арктика»). В ЯНАО строятся три мусоросортировочных завода, что должно снизить долю захоронения, которая сейчас превышает 90% по региону [8].

Затраты на охрану окружающей среды. Текущие затраты на экологию в АЗРФ возросли с 32,1 млрд рублей в 2017 г. до 38,1 млрд рублей в 2019 г., и тренд сохраняется. В 2024 г. рекультивировано более 6 тыс. га нарушенных земель. На создание системы государственного мониторинга состояния окружающей среды в Арктике запланировано около 1,6 млрд рублей. Тем не менее, расходы бюджетов регионов на экологию крайне неравномерны: от 0,1% (Республика Коми) до 1,1% (Архангельская область) от всех расходов. При этом Архангельская область в 2025 г. показала наибольший рост экономического индекса, поднявшись с 7-го на 1-е место, что свидетельствует о значительных инвестициях, в том числе экологических [7, 8].

Таким образом, техногенная нагрузка остаётся высокой, но регионы, способные инвестировать в очистку и утилизацию, получают преимущество в интегральном рейтинге даже при большом объёме выбросов и отходов.

Нефтегазовый фактор и парадоксы устойчивого развития. Нефтегазовая отрасль – экономическая основа многих арктических регионов, но её связь с Полярным индексом нелинейна.

Регионы с высокой долей ТЭК. В Ямало-Ненецком АО добывается 91% всего российского природного газа (23,7% мировой добычи) и более 14% нефти и газоконденсата. Несмотря на колоссальную нагрузку, регион стал лидером индекса в 2024–2025 гг. Это означает, что высокие доходы от углеводородов позволяют финансировать социальные и экологические программы, компенсируя техногенный ущерб. В Ненецком АО и Ханты-Мансийском АО доля нефтегазового сектора в ВРП составляет 83,7% и 78,8% соответственно, но эти регионы занимают лишь 9-е и 6-е места. Почему? Очевидно, что дополнительные доходы не всегда трансформируются в улучшение экологии и качества жизни – необходима целенаправленная политика перераспределения.

Мурманская область – пример сбалансированности без нефти. Здесь обрабатывающие производства составляют 22,3% ВРП, доля углеводородов невелика, но регион стабильно входит в тройку лидеров. Его успех – в диверсификации экономики и активной природоохранной деятельности (экологический индекс – 3-е место в 2025 г.) [7, 8].

Корреляция отсутствует. Высокая нефтегазовая специализация не гарантирует высокого рейтинга – ключевым становится эффективность управления рентными доходами. ЯНАО продемонстрировал это, поднявшись с 3-го места в 2023 г. на 1-е в 2024 г., тогда как ХМАО и НАО, обладая сопоставимыми ресурсами, остаются в нижней части таблицы. Это подтверж-

дает гипотезу: «полярность» – не про наличие ресурсов, а про умение региональных властей обеспечивать сбалансированность всех трёх измерений устойчивости.

Заключение. «Полярный индекс» зарекомендовал себя как надёжный инструмент мониторинга устойчивости арктических регионов. Смена лидера после шестилетнего доминирования Мурманской области на Ямало-Ненецкий АО демонстрирует, что сбалансированность – динамичная категория, зависящая от эффективности региональной политики. Высокая техногенная нагрузка не является непреодолимым барьером, грамотное перераспределение ресурсов позволяет компенсировать экологический ущерб и улучшать интегральные показатели. Таким образом, наличие углеводородов не гарантирует лидерства, решающим фактором выступает качество управления.

Список литературы:

1. Филимонова И.В., Бессмертных А.Д., Кузнецова Е.А., Долганов А.А.Управление углеродным следом продукции торгово-промышленного предприятия // Экономический анализ: теория и практика. 2026. Т. 25. № 4. С. 148-165.

2. Кузнецова Е.А., Мишенин М.В., Филимонова И.В., Саматова А.П. Техногенные месторождения как объект недропользования. Маркшейдерия и недропользование. 2025. Т. 25. № 1. С. 5-15.

3. Полярный индекс. Регионы – 2025 [Электронный ресурс]: рейтинг устойчивого развития регионов российской Арктики / Экспертный центр ПОРА, экономический факультет МГУ им. М. В. Ломоносова. – URL: https://polarindex.ru/ratings/polar-index-regions/2025/.

4. Полярный индекс. Регионы – 2024 [Электронный ресурс]: рейтинг устойчивого развития регионов российской Арктики / Экспертный центр ПОРА, экономический факультет МГУ им. М. В. Ломоносова. – URL: https://polarindex.ru/ratings/polar-index-regions/2024/.

5. Данькин М.А., Никоноров С.М., Дементьев А.А. О проекте «Полярный индекс» (методология, методика, результаты) // Арктика 2035: актуальные вопросы, проблемы, решения. – 2024. – № 4 (20). – С. 4–17.

6. Самарина В.П., Самарин В.А. Сравнительная оценка экологических затрат в Российской Арктике // Экономика Северо-Запада: проблемы и перспективы развития. – 2025. – № 1. – С. 52–60. – DOI: 10.52897/2411-4588-2025-1-52-60.

7. Арктическая зона Российской Федерации [Электронный ресурс]: статистическая информация о социально-экономическом развитии / Федеральная служба государственной статистики. – URL: https://rosstat.gov.ru/free_doc/new_site/region_stat/arc_zona.html.

8. Охрана окружающей среды в России: статистический сборник / Федеральная служба государственной статистики (Росстат); редкол.: К. Э. Лайкам (пред.) и др. – Москва: Росстат, 2006. – 240 с. – ISBN 5-89476-191-3

УДК 504.064:502.175(571.56)
DOI 10.48612/sibprint/m76z-4fma-7t1k https://doi.org/10.48612/sibprint/m76z-4fma-7t1k

Влияние горнодобывающего предприятия на химический состав поверхностных водотоков (Республика Саха (Якутия))[1]

А. А. Максимова[1,2], А. В. Ильин[1]

[1] АК «АЛРОСА» ПАО, Новосибирск
[2] Новосибирский государственный университет

Аннотация. В настоящей работе приведены данные мониторингового исследования водосборного бассейна реки Далдын на территории Далдынского кимберлитового поля. Установлено, что воды в 2021 и в 2025 годах по составу преимущественно хлоридно-гидрокарбонатные магниево-кальциевые с величиной общей минерализации 192 – 701 мг/дм^3 и 142 – 894 мг/дм^3, соответственно. Установлено изменение состава вод реки Далдын вниз по течению. Выявлен очаг поступления хлоридных растворов. Установлено, что воды имеют природное происхождение и локально подвержены техногенному воздействию.
Ключевые слова: гидрогеохимия, Далдынское кимберлитовое поле, техногенное влияние, река Далдын.

The influence of a mining enterprise on the chemical composition of surface watercourses (Republic of Sakha (Yakutia))

A. A. Maksimova[1,2], A. V. Ilyin[1]

[1] PJSC «ALROSA», Novosibirsk
[2] Novosibirsk State University

Abstract. This paper presents data from a monitoring study of the Daldyn River catchment area in the Daldyn kimberlite field. It was established that the waters in 2021 and 2025 were predominantly chloride-hydrocarbonate magnesium-calcium in composition with a mineralization value of 192 – 701 mg/dm^3 and 142 – 894 mg/dm^3, respectively. A change in the composition of the waters of the Daldyn River downstream has been established. A source of chloride solutions has been identified. It has been established that the waters are of natural origin and are locally subject to anthropogenic influence.
Keywords: hydrogeochemistry, Daldyn kimberlite field, technogenic influence, Daldyn River.

Введение. Далдынское кимберлитовое поле, в пределах которого расположена исследуемая территория, является одним из ключевых регионов добычи алмазов в Российской Федерации. Активная разработка кимберлитовых трубок, в том числе трубки «Удачная», сопровождается техногенным воздействием на компоненты окружающей среды, в том числе на поверхностные воды. Для того, чтобы оценить техногенное влияние горнодобывающего предприятия на поверхностные водотоки необходимо проводить мониторинговые исследования. В результате которых возможно выявить очаги поступления загрязняющих компонентов и способствовать их ликвидации.

Материалы и методы. Пробы отбирались в летний период 2021 (54 пробы) и 2025 (105 проб) годов. Методом капиллярного электрофореза определены содержания калия, кальция, магния, натрия, хлорид-иона, сульфат-иона, методом титриметрии – гидрокарбонат-ион, общая жесткость, потенциометрическим методом – pH.

Геологическое строение. Исследуемая территория расположена в пределах Далдынского кимберлитового поля. Осадочный чехол сложен преимущественно карбонатными породами венда и кембрия, терригенно-карбонатные породы находятся в подчинённом положении, галогенные породы практически полностью отсутствуют (не более 0,1%). Общая мощность

[1] © А. А. Максимова, А. В. Ильин, 2026

осадочной толщи в пределах Далдынского кимберлитового поля изменяется от 2420 до 2478 м [1-3]. Перекрывающие породы представлены маломощными терригенными отложениями четвертичного возраста и частично, как правило, на водоразделах, вулканогенными породами триаса.

Геохимическая характеристика природных вод. Проведены мониторинговые исследования нижнего течения водосборного бассейна реки Далдын (рис. 1). В 2021 году воды преимущественно Cl-HCO_3 Mg-Ca состава (рис. 2а) с величиной общей минерализации 192 – 701, установлены ураганные значения минерализации в т.н. 2, составляющие 2987 мг/дм^3, pH среды изменяется от нейтральных (7,10) до слабощелочных (8,60).

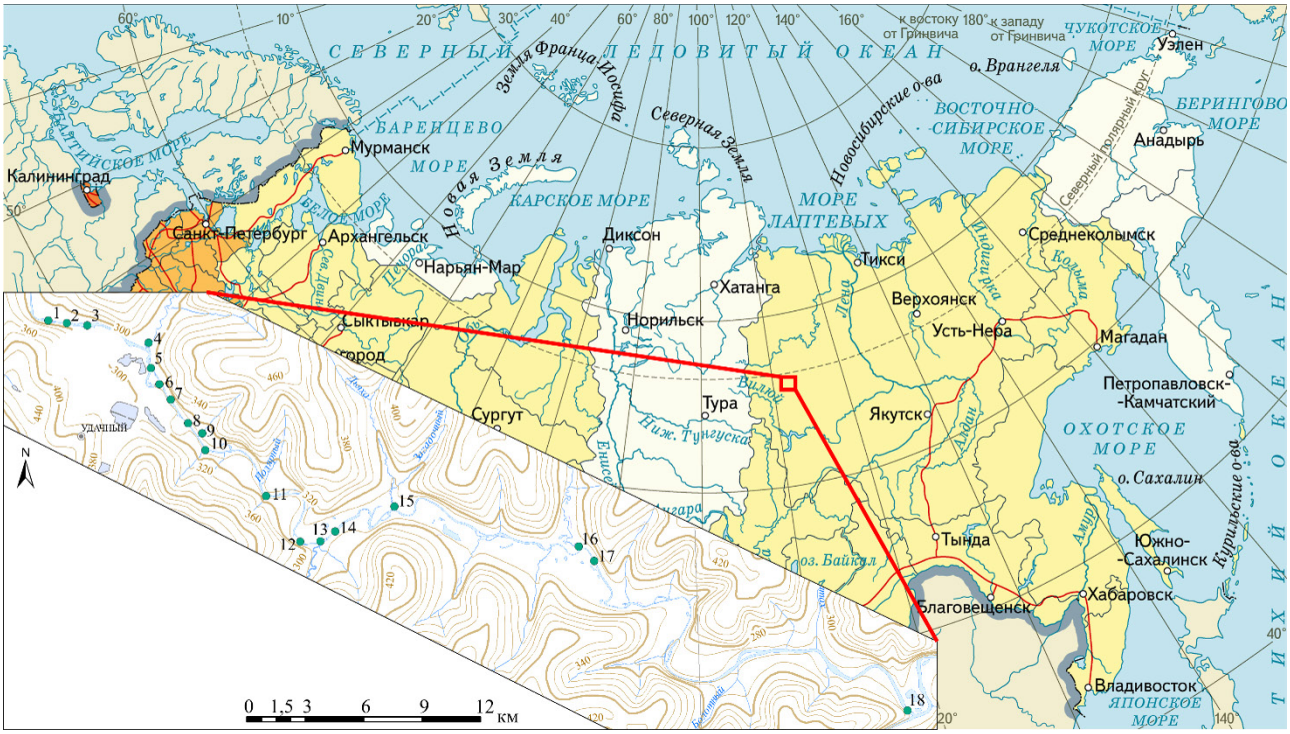


Рисунок 1. Местоположение объектов исследования

Условные обозначения: 1 – р. Далдын выше ручья у отвалов; 2 – р. Далдын устье ручья у отвалов; 3 – р. Далдын ниже ручья у отвалов; 4 – руч. Улахан-Бысыттаах, устье; 5 – р. Далдын выше ручья у моста; 6 – устье ручья у моста; 7 – р. Далдын ниже ручья у моста; 8 – р.Далдын выше ручья; 9 – устье ручья; 10 – р.Далдын ниже ручья; 11 – р. Далдын, 500 м ниже устья руч. Полярный; 12 – р. Далдын, выше руч. Киенг-Юрях; 13 – устье руч. Киенг-Юрях; 14 – р. Далдын, ниже руч. Киенг-Юрях; 15 – руч. Дьахаа, устье; 16 – руч. Орто-Бысыттах, устье; 17 – р. Далдын, 500 м ниже устья руч. Орто-Бысыттах; 18 – р. Далдын, 500 м выше устья.

Установлено, что химический состав вод вниз по течению реки изменялся следующим образом:

Точка 1 и точки 3–5 (начало участка) – HCO_3 Mg-Ca;

Точка 2 – локальное впадение хлоридного притока с минерализацией до 2987 мг/дм^3;

Точки 6–12 (середина участка) – Cl-HCO_3 Mg-Ca;

Точки 13–18 (конец участка) – снова HCO_3 Mg-Ca (рис. 2а).

Стоит отметить два ключевых эпизода разбавления (рис. 2б). Первый – в точке 4. После впадения высокоминерализованных хлоридных вод в точке 2 происходит разбавление после впадения пресного ручья в точке, который разбавляет их до 356 мг/дм^3 – уровня, соответствующего минерализации в точке 1. Таким образом, локальное хлоридное загрязнение нивелируется, и на участке точек 3-5 восстанавливается гидрокарбонатный магниево-кальциевый состав.

Второй – в точке 13. Происходит разбавление содержаний сульфат-иона, хлорид-иона, натрия и калия, которые проявлены на участке 6-12 с хлоридно-гидрокарбонатным составом. В результате на отрезке 13-18 вновь формируется состав HCO_3 Mg-Ca.

В 2025 году воды преимущественно Cl-HCO_3 Mg-Ca состава (рис. 2а) с величиной общей минерализации 142 – 894, выявлены ураганные значения минерализации в т.н. 2, составляющие 30808 мг/дм^3, pH среды изменяется от нейтральных (6,60) до слабощелочных (8,40). Состав вод вниз по течению реки Далдын изменялся также, как в 2021 году. Однако, в отличие от 2021 года, после впадения ручья в точке отбора № 2 содержание компонентов стабилизируется (рис. 2в): на последующем участке минерализация держится примерно на одном уровне, составляя в среднем 569 мг/дм^3.

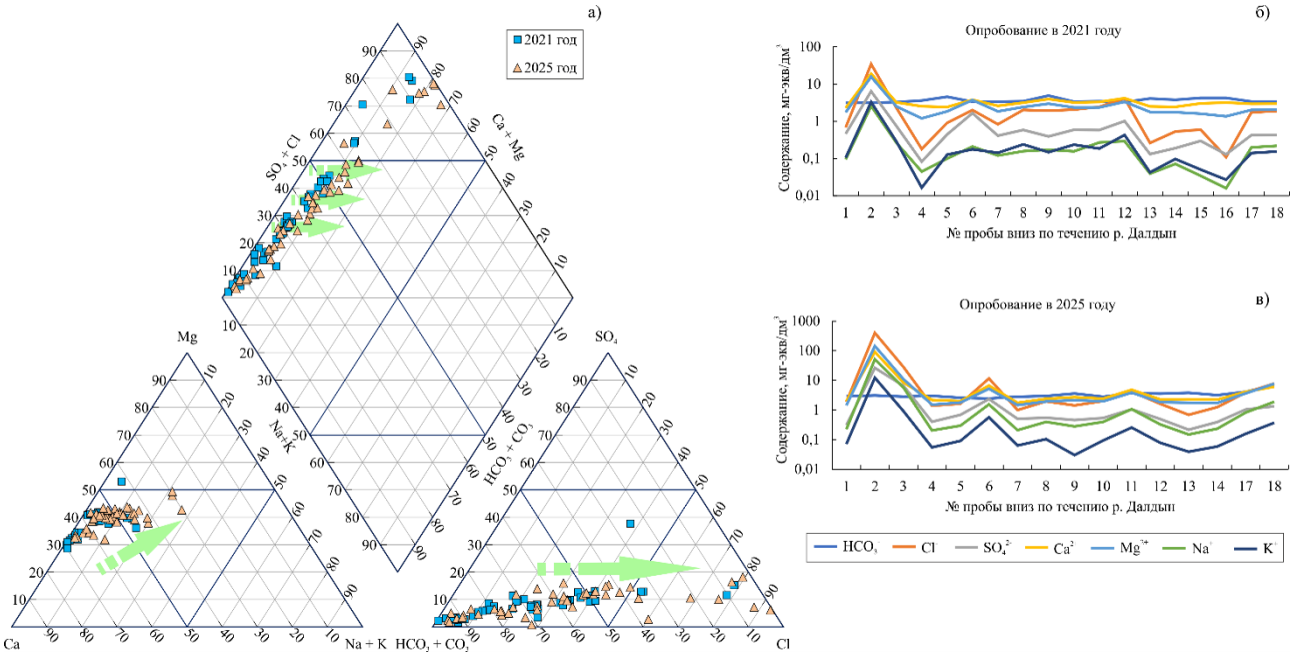


Рисунок 2. Диаграмма Пайпера химического состава природных вод (а), распределение компонентов основного ионного состава вниз по течению р. Далдын в 2021 году (б) и в 2025 году (в).

При изучении распределения химических элементов в породах и водах (рис. 3) установлено, что экстремумы повторяют друг друга, что указывает на поступление компонентов в раствор в результате естественного ионного обмена в системе вода-порода. Также стоит отметить, что в 2025 году спектры точек опробования 2 и 3 более прямые без видимых экстремумов. Такое положение может указывать на привнос компонентов техногенными растворами.

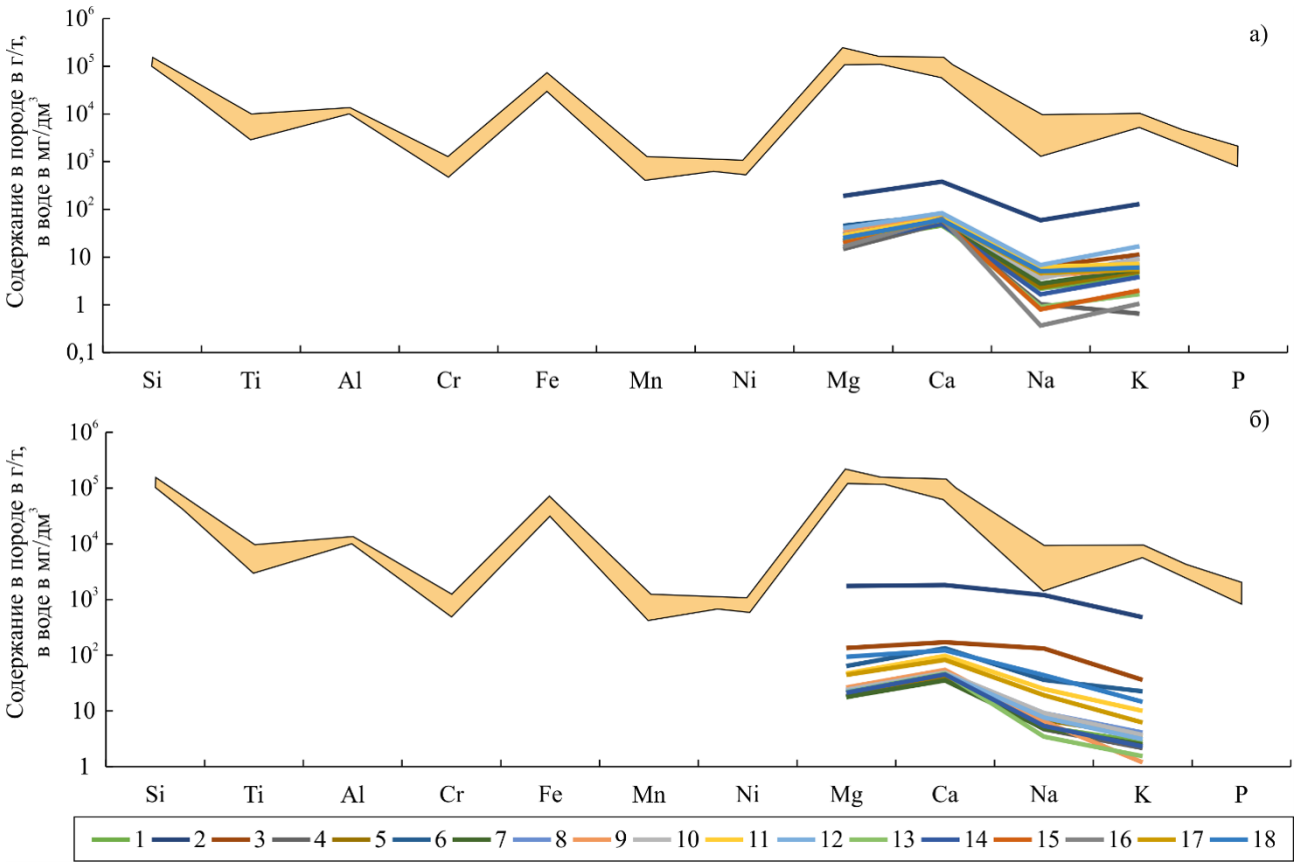


Рисунок 3. Распределение элементов в кимберлитовых породах трубки Удачная и катионов в водах р. Далдын в 2021 году (б) и в 2025 году (в)

Условные обозначения: см. рис. 1.

Заключение. Таким образом, установлено изменение состава вод реки Далдын вниз по течению. Выявлен очаг поступления хлоридных растворов. Однако скорость течения реки и поступление пресных вод из притоков разбавляют воды техногенного стока, снижая их влияние. Состав вод реки Далдын в период с 2021 по 2025 год значительно не изменился, при этом отмечается сдвиг в хлоридную и натриевую сторону. Воды имеют природное происхождение и локально подвержены техногенному воздействию.

Список литературы:

1. Бобров, А. К. К стратиграфии кембрия нижнего течения р. Олёкмы // Материалы по геологии и полезным ископаемым Якутии // Тр. Якутского ФАН СССР. – Сб. 4, 1959. – С. 155–164.

2. Бобров, А. К. Стратиграфия кембрия долины реки Лена между реками Ичер и Пеледуй. Геология и полезные ископаемые Якутской АССР. Якутск, 1962, С. 125–134.

3. Бобров, А. К. Стратиграфия и палеогеография отложений верхнего докембрия Южной Якутии. Якутск, 1979, С. 55–59.

УДК 550.834
DOI 10.48612/sibprint/6nae-ee9r-bvah https://doi.org/10.48612/sibprint/6nae-ee9r-bvah

Оценка эффективности алгоритма кросс-корреляции по общей средней точке при повышении латерального разрешения метода MASW[1]

В. В. Мальцев[1], А. В. Яблоков[1, 2]

[1] Новосибирский государственный университет
[2] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

Аннотация. Латеральное разрешение метода многоканального анализа поверхностных волн (MASW) во многом определяется шагом между пунктами возбуждения. Его увеличение снижает качество восстановления скоростных моделей и затрудняет выделение локальных неоднородностей. Для повышения разрешения без дополнительных полевых работ рассмотрен алгоритм кросс-корреляции по общей средней точке (CMP CC). На синтетических данных показано, что алгоритм позволяет увеличить плотность системы наблюдений и улучшить восстановление латеральных границ скоростных аномалий.
Ключевые слова: MASW, латеральное разрешение, малоглубинная сейсморазведка, мониторинг ММГ

Capabilities of common mid-point cross-correlation algorithm in order to increase the lateral resolution of the MASW method

V. V. Maltsev[1], A. V. Yablokov[1, 2]

[1] Novosibirsk State University
[2] Trofimuk Institute of Oil and Gas Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. The lateral resolution of the Multichannel Analysis of Surface Waves (MASW) method is largely controlled by the source spacing. Increasing the spacing reduces the quality of shear-wave velocity model reconstruction and complicates the identification of local subsurface heterogeneities. To improve lateral resolution without additional field acquisition, the Common Midpoint Cross-Correlation (CMP CC) algorithm was investigated. Tests on synthetic data demonstrate that the algorithm increases the effective density of the acquisition geometry and improves the reconstruction of lateral boundaries of velocity anomalies.
Keywords: MASW, lateral resolution, near-surface seismics, permafrost monitoring

Введение. Латеральное разрешение метода MASW определяется параметрами системы наблюдения и прежде всего шагом по пунктам возбуждения (ПВ). Значение шага по ПВ зачастую определено стандартами сейсморазведочных работ, обусловленных компромиссом между разрешённостью и экономическими затратами на полевые работы. Однако увеличение шага по ПВ приводит к ухудшению качества восстановления скоростных моделей и искажению геометрии локальных неоднородностей. В связи с этим актуальной задачей является разработка подходов, направленных на повышение латерального разрешения метода MASW без увеличения объема полевых работ.

Одним из таких подходов является алгоритм кросс-корреляции по общей средней точке (CMPCC), позволяющий формировать дополнительные виртуальные сейсмограммы и тем самым уменьшать эффективный шаг по ПВ. В работе выполнена оценка эффективности алгоритма CMPCC на синтетических данных. Показано, что применение алгоритма позволяет увеличить плотность системы наблюдений и улучшить воспроизведение латеральных границ скоростных неоднородностей при сохранении основных характеристик поверхностной волны.

---

[1] © В. В. Мальцев, А. В. Яблоков, 2026
Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2026-0052.

Основы алгоритма кросс-корреляции по общей средней точке (CMPCC). Принцип интерферометрии является основой метода CMPCC. Согласно ему при кросс-корреляции одновременных записей для пары сейсмоприемников, один из них ставится виртуальным источники [1]. Формально это описывается следующим образом. Сигнал u, полученный в точке приёмника x_i от источника в точке x_S от времени t, представляется, как свертка функции Грина с теми же переменными $G(x_i, x_S, t)$ и сигнала в источнике $s(t)$:

$$u(x_i, x_S, t) = G(x_i, x_S, t) \cdot s(t)$$

Кросс-корреляция двух функций Грина от разных приёмников в точках x_i и x_j, и с одинаковой координатой источника (точка x_j находится ближе к x_S, чем x_i):

$$G(x_j, x_i, t) = G(x_j, x_S, t) \cdot G(x_i, x_S, -t)$$

Тогда кросс-корреляция двух сигналов может быть представлена, как:

$$G(x_j, x_i, t) \cdot S_S(t) = u(x_j, x_S, t) \cdot u(x_i, x_S, -t)$$

где $S_S(t)$ – автокорреляция сигнала в источнике [2].

В сейсмологии этот алгоритм применяется для создания новых сейсмограмм и подавления шумов в рамках пассивной сейсмической интерферометрии [3]. В 2004 году ученые Коити Хаяси и Харухико Сузуки предложили использовать те же самые предположения для активных сейсмических данных, назвав полученный алгоритм кросс-корреляцией по общей средней точке [4].

Реализация алгоритма. Реализованный алгоритм состоит из нескольких этапов (рис.1):

1. Для сейсмограммы каждого ПВ выполняется кросс-корреляция трасс сейсмоприёмников, расположенных с различным шагом между ними (обозначены как dx, 2dx, 3dx и 4dx на рис.1, *а*);

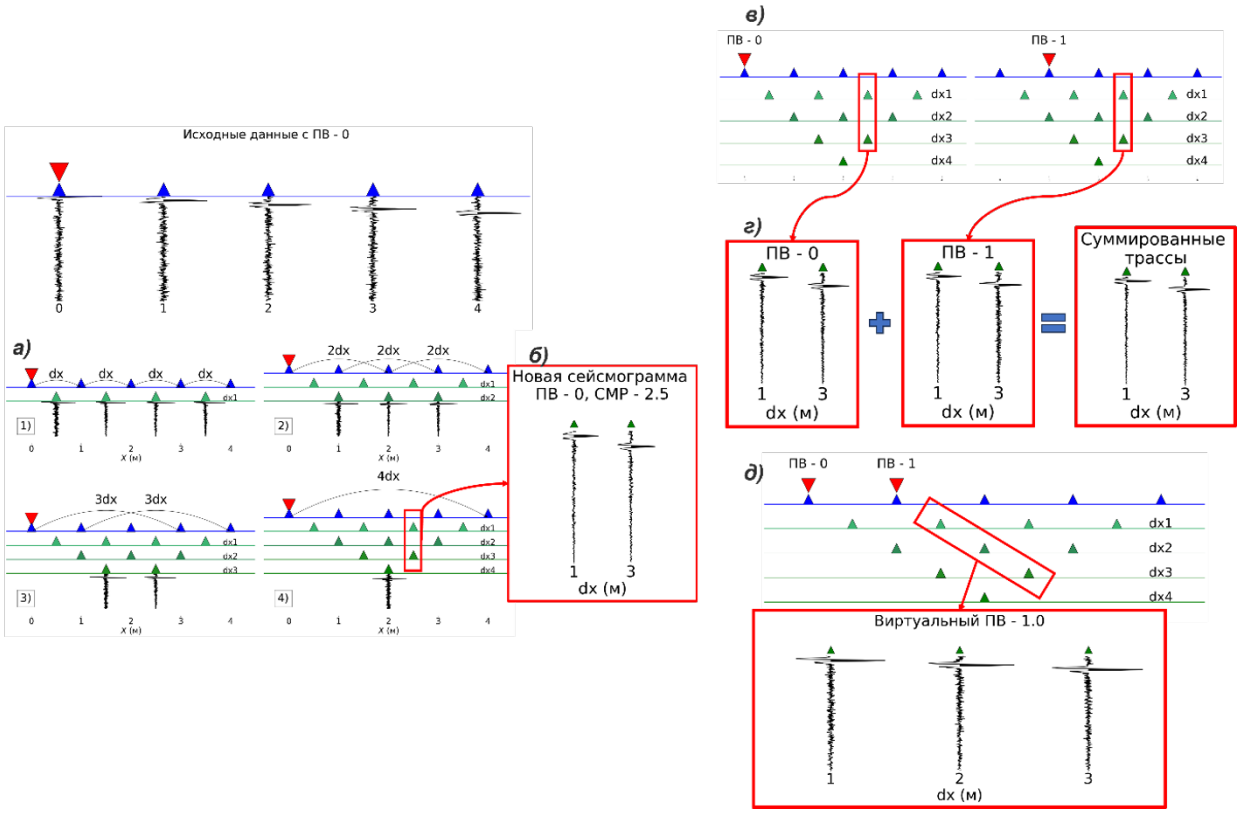


Рисунок 1. Схема алгоритма CMP CC

Условные обозначения: а) – кросс-корреляция трасс, б) – новая сейсмограмма, в) – переход к следующему источнику, г) – суммирование трасс, д) – сортировка по положению виртуального ПВ.

2. Координаты трасс кросс-корреляции вычисляются как: $CMP = (x_i + x_j)/2$;

3. Новая сейсмограмма для виртуального источника собирается из трасс с одинаковыми координатами *CMP* и разными шагами сейсмоприемников, из которых они были образованы (см. рис.1, *б*);

4. Переход к следующему источнику для расчета новых трасс (см. рис.1, *в*);

5. Трассы с идентичными координатами суммируются (см. рис.1, *г*);

6. Сортировка по координатам виртуальных источников и удалениям источник-приемник (см. рис.1, *д*);

В дополнительных сейсмограммах новый шаг по источникам становится равен шагу по приёмникам в исходных сейсмических данных. В связи с этим увеличивается количество источников в новой системе наблюдений.

Верификация алгоритма на синтетических данных сейсморазведки. Алгоритм был верифицирован на синтетических данных, рассчитанных методом конечных разностей в программном пакете «SOFI2D» [5]. Скоростная модель для расчета данных состояла из двух блоков низких скоростей: в левом блоке – 200 м/с, в правом – 300 м/с; находящихся внутри двух слоёв с высокими скоростями: в верхнем слое – 400 м/с, в нижнем – 800 м/с. Была выбрана система наблюдений: длина профиля – 350 м, шаг по ПП (пунктам приема) – 1 м, шаг по ПВ – 50 м, база наблюдений MASW – 40 м (рис.2, *а*).

Большое различие в шаге по ПВ и ПП было выбрано с целью изучения возможностей алгоритма в экстремальных случаях, когда плотности источников в исходной системе наблюдений явно недостаточно для правильного восстановления модели. К синтетическим данным был применен алгоритм кросс-корреляции по общей средней точке. В результате работы алгоритма число ПВ увеличилось почти в 50 раз (с 8 до 349).

Как видно на V-F спектрах (см. рис.2, *б*), дисперсионные изображения, полученные из дополнительных сейсмограмм, были схожи с дисперсионными изображениями исходных данных. Средняя процентная ошибка (MAPE) между дисперсионными кривыми составляла единицы процентов.

Заключение. Реализован алгоритм кросс-корреляции по общей средней точке (CMPCC MASW). Выполнена верификация алгоритма на синтетических данных с различным волновым полем. В результате апробации алгоритма на синтетических данных удалось значительно уменьшить шаг по источникам, сделав его равным шагу по приёмникам. Было показано улучшение латерального разрешения метода MASW

С новыми данными был проведен полный граф обработки MASW и были получены новые скоростные разрезы, которые были сравнены с такими же из исходных данных. На новых разрезах можно заметить, что боковые границы аномалий стали выделяться значительно лучше, чем в исходных данных. Выражается это и в графике средней процентной ошибки между восстанавливаемыми моделями и истинной: после применения алгоритма средняя ошибка по всему разрезу уменьшилась на 3%, MAPE в районе боковых границ уменьшилась в 5 раз (см. рис.2, *в*).

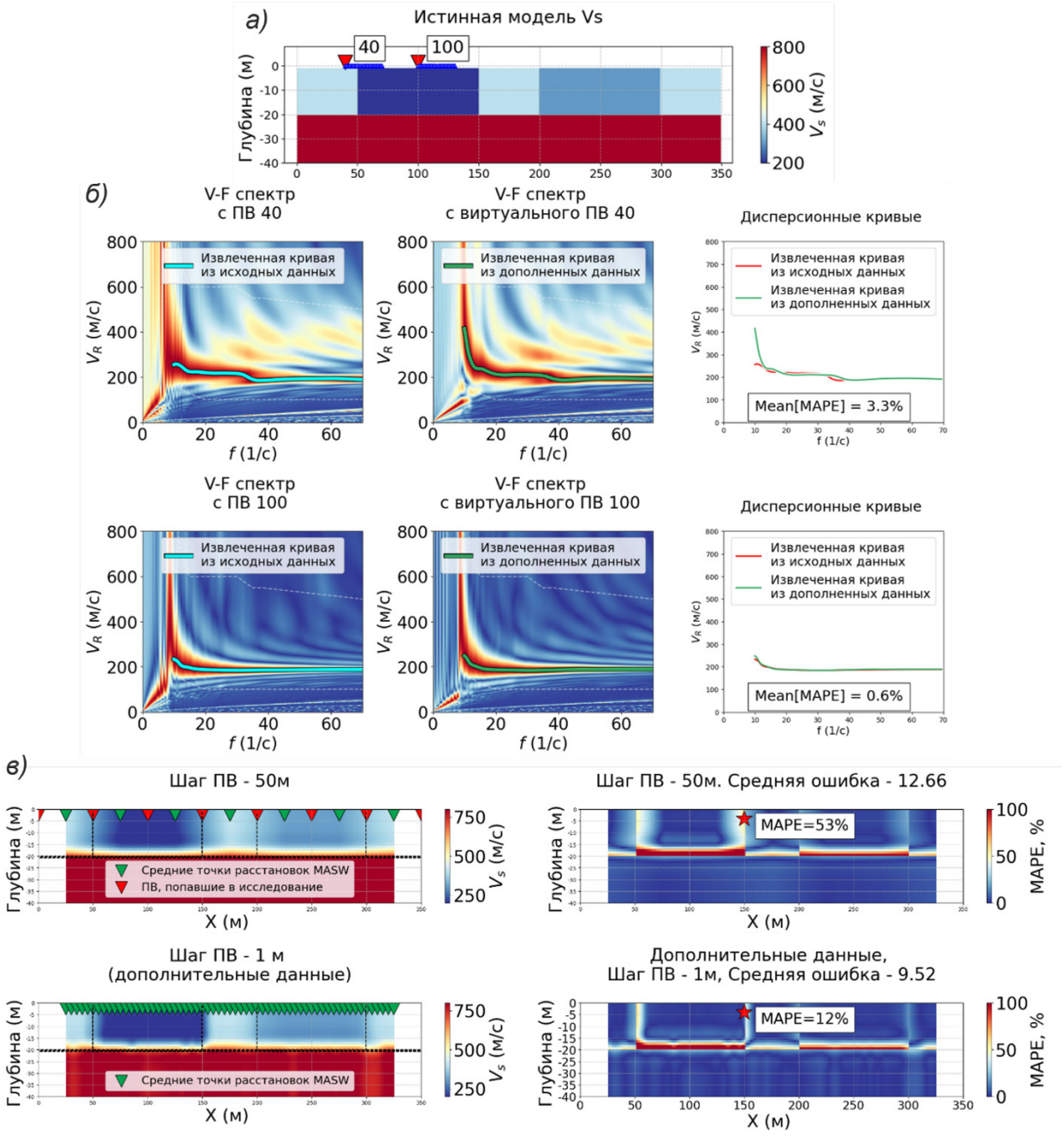


Рисунок 2. Результаты работы алгоритма CMPCC

Условные обозначения: а) – исходный сейсмический разрез, б) – сравнение V-F спектров, в) – сравнение восстанавливаемых разрезов

Список литературы:

1. Wapenaar K. и др. Tutorial on seismic interferometry: Part 1 – Basic principles and applications // Geophysics. Society of Exploration Geophysicists, 2010. Т. 75, № 5.

2. Wapenaar K., Fokkema J. Green's function representations for seismic interferometry // Geophysics. Society of Exploration Geophysicists, 2006. Т. 71, № 4.

3. Mikesell D., Van Wijk K. Seismic refraction interferometry with a semblance analysis on the crosscorrelation gather // Geophysics. Society of Exploration Geophysicists, 2011. Т. 76, № 5.

4. Hayashi K., Suzuki H. CMP cross-correlation analysis of multi-channel surface-wave data // Exploration Geophysics. 2004. Т. 35, № 1. 7–13 с.

5. Bohlen T и др. SOFI2D seismic modeling with finite differences: 2D–elastic and viscoelastic version. User guide. 2016.

УДК 553.985
DOI 10.48612/sibprint/e79f-9r36-xntb https://doi.org/10.48612/sibprint/e79f-9r36-xntb

Органическая геохимия природных битумов венда Чекуровской антиклинали (северо-восточная окраина Сибирской платформы): особенности молекулярного состава и предполагаемые источники[1]

Д. С. Мельник, Т. М. Парфенова

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

Аннотация. Проведен комплекс пиролитических, битуминологических и молекулярно-геохимических исследований битумов верхней подсвиты хараютэхской свиты венда Чекуровской антиклинали. Обоснована генетическая связь твердых битумов с автохтонными битумоидами нефтегазопроизводивших пород средней подсвиты хараютэхской свиты.
Ключевые слова: Сибирская платформа, природные битумы, нефтегазоносность, органическая геохимия, углеводороды-биомаркеры.

Organic geochemistry of Vendian natural bitumens from the Chekurovka Anticline (Northeastern margin of the Siberian Platform): molecular composition characteristics and probable sources

D. S. Melnik**,** T. M. Parfenova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. A comprehensive study–comprising pyrolytic, bituminological, and molecular-geochemical analyses–was conducted on natural bitumens from the upper member of the Vendian Kharayutekh Formation in the Chekurovka Anticline. A genetic link was established between the solid bitumens and the autochthonous bitumens found in source-rocks of the middle member of the Kharayutekh Formation.
Keywords: Siberian Platform, natural bitumens, oil and gas potential, organic geochemistry, hydrocarbon biomarkers.

Введение. На Сибирской платформе продолжаются геологоразведочные работы с целью оценки перспектив нефтегазоносности и наращивания ресурсной базы. Важным является анализ нефтегазовых систем, поиск и изучение потенциально нефтематеринских пород и нафтидов. Ключевую роль в развитии этого направления в XX веке сыграли академик А.А. Трофимук и В.С. Вышемирский [1,2,3].

Данная работа продолжает цикл геолого-геохимических исследований вендских и нижнекембрийских потенциально нефтематеринских толщ и нафтидов северо-востока Сибирской платформы [4,5]. Цель исследования – с использованием современных методов выявить особенности молекулярного состава битумов вендских отложений Чекуровской антиклинали и на основании этого определить их вероятные источники для дальнейшей диагностики и реконструкции истории развития нефтегазовых систем на северо-востоке Сибирской платформы.

Материалы и методы. Изученная коллекция (отобрана Т.М. Парфеновой и А.А. Постниковым в 2009 году из обнажения на левом берегу р. Лена, устье ручья, Бискеебит) включает образцы карбонатных и карбонатно-кремнистых пород верхней части верхней подсвиты хараютэхской свиты – известняки и доломиты массивные, обломочные, кавернозные и трещиноватые, заполненные черным твердым битумом.

Геохимические исследования пород хараютэхской свиты проводились по схеме, принятой в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН. Определяли содержание в породах

[1] © Д. С. Мельник, Т. М. Парфенова, 2026
Исследование выполнено в рамках базовых проектов НИР Программы ФНИ (№ FWZZ-2026-0043 и FWZZ-2026-0048).

нерастворимого остатка (НО), органического углерода ($C_{орг}$), проводили пиролиз пород. Хлороформенные экстракты получали из дробленных пород, затем делили на фракции методом хроматографии. Метано-нафтеновые фракции анализировали методами газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии.

Результаты. Содержание НО составляет 0,7–4%, в одном образце – 77%. Содержание $C_{орг}$ на уровне 0,34–0,80%, достигает 1,64%. Пиролитические характеристики пород: S_1 – 0,1–0,4 мг УВ/г породы, S_2 – 0,2–1,0 мг УВ/г породы, HI – 58–79 мг УВ/г $C_{орг}$, T_{max} – 428–467 °С. Значения $\delta^{13}C_{орг}$ составляют –30,3…–29,5‰. По результатам пиролиза твердого битума из образца ХР-Л-1 были получены значения S_1 – 17,3 мг УВ/г битума, S_2 – 57,8 мг УВ/г битума, S_1+S_2 – 75,1 мг УВ/г битума, T_{max} – 462 °С. Изотопный состав углерода чистого битума характеризуется значением $\delta^{13}C_{бит.} = –31,5‰$.

Значения $b_{хл}$ лежат в интервале 0,019–0,099%, β – 4,1–9,1%. В групповом составе экстрактов содержание насыщенных УВ составляет 23–38%, ароматических УВ – 12–15%, смол – 37–43%, содержание асфальтенов достигает 20%. Наблюдаются высокие «нафтеновые горбы» на газожидкостных хроматограммах. Максимум распределения нормальных алканов приходится на $n\text{-}C_{16}$–$n\text{-}C_{18}$. Отношение Pr/Ph обычно варьирует в пределах 1,2–1,6. Значения отношений $n\text{-}C_{27}/n\text{-}C\text{-}_{17}$ составляют 0,14–0,25, $\Sigma n\text{-}C_i/\Sigma iso\text{-}C_i$ – 5–8, $Pr/n\text{-}C_{17}$ и $Ph/n\text{-}C_{18}$ – 0,3–0,4.

Все пробы характеризуются однотипным распределением гомологов стеранов. Содержание C_{27} на уровне 31–33%, C_{28} – 22–26%, C_{29} – 40–44%, $n\text{-}C_{30}$ – 2–4%. Отношение изомеров C_{29} 20S/(20S+20R) в среднем равно 0,40, диастеранов к регулярным стеранам – 0,3–0,7, суммы стеранов и прегнанов к прегнанам – 1,6–2,3. Среди терпанов на трицикланы приходится до 84%, на гопаны и гомогопаны – от 13 до 33%, тетрацикланы – 1–1,5%, моретаны – от 0,5 до 3%. Отношение Ts/Tm широко варьирует от 0,7 до 9,8. В двух образцах зарегистрирован весь ряд гомогопанов от C_{31} до C_{35}, отношение C_{35}/C_{34} в них составляет 0,7–0,8.

Был выполнен сравнительный анализ молекулярных составов и распределений УВ метано-нафтеновых фракций изученных экстрактов битумов с автохтонными битумоидами пород средней подсвиты хараютэхской свиты по опубликованным данным [5].

Выводы.

1. Изученные битумы сильно преобразованы в катагенезе и гипергенезе. На это указывают:

а) слабая растворимость в хлороформе (значения β до 10%);

б) пиролитические характеристики битумовмещающих пород (HI – 58–79 мг УВ/г $C_{орг}$, T_{max} – 428–467 мг УВ/г породы) [6];

в) особенности группового состава и молекулярного состава насыщенных фракций их хлороформенных экстрактов (содержание насыщенных УВ до 38%, CPI = 1, высокие значение Pr/Ph до 1,6, низкие пики УВ-биомаркеров на масс-хроматограммах), что свидетельствует о катагенезе битумов на уровне конца главной зоны нефтеобразования–начала глубинной зоны газообразования. Присутствие деметилированных гопанов и трицикланов, высокие «нафтеновые горбы» на газожидкостных хроматограммах свидетельствуют об интенсивных процессах биодеградации компонентов битумов [7].

2. По распределению алканов (максимум нормальных алканов на $n\text{-}C_{17}$–C_{19}, отсутствие 12- и 13-монометилалканов), стеранов ($C_{29} \approx C_{27}$, преобладание прегнанов над стеранам) и терпанов (гомогопаны $C_{35}<C_{34}$, отсутствие гаммацерана, преобладание трицикланов C_{20} и C_{23}) наблюдается полное сходство молекулярных составов хлороформенных экстрактов из битумов в карбонатных породах верхней подсвиты хараютэхской свиты и рассеянного ОВ средней подсвиты хараютэхской свиты. Таким образом, источником нафтидов в верхнехараютэхской подсвите являются нефтегазопроизводившие породы средней подсвиты хараютэхской свиты. Результаты анализов изотопного состава битумов ($\delta^{13}C_{орг} = –31,5…–29,5‰$) и рассеянного ОВ хараютэхской свиты ($\delta^{13}C_{орг} = –35,4…–29‰$) подтверждают это предположение.

3. Полученные выводы свидетельствуют о существовании палео-нефтегазоносной системы на северо-восточной окраине Сибирской платформы, в которой процессы генерации и первичной миграции УВ происходили в породах средней подсвиты хараютэхской свиты, а их аккумуляции – в карбонатных кавернозных породах верхней подсвиты хараютэхской свиты.

Тема требует дальнейшей разработки для оценки геологического времени заполнения ловушек нафтидами, влияния магматизма в кембрии на северо-востоке Сибирской платформы и коллизионных процессов в мезозое-кайнозое на состав и сохранность нафтидов.

Список литературы:

1. Трофимук А.А. Нефтегазоносность Сибирской платформы // Геология и геофизика – 1960. – Т. 1 – № 7 – С. 3-11.

2. Вышемирский В.С. Геологические условия метаморфизма углей и нефтей = Метаморфизм углей и нефтей / М-во высш. и сред. спец. образования РСФСР. Сарат. ордена Трудового Красного Знамени гос. ун-т им. Н. Г. Чернышевского. – Саратов : Изд-во Сарат. ун-та, 1963. – 378 с.

3. Геология нефти и газа Сибирской платформы: монография / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – Москва: Недра, 1981. – 552 с.

4. Каширцев В.А. Прямые признаки нефтегазоносности и нефтематеринские отложения Суханского осадочного бассейна Сибирской платформы / В.А. Каширцев, Т.М. Парфенова, С.А. Моисеев, А.В. Черных, Д.А. Новиков, Л.М. Бурштейн, К.В. Долженко, В.И. Рогов, Д.С. Мельник, И.Н. Зуева, О.Н. Чалая // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60 – № 10. – С. 1472-1487.

5. Мельник Д.С., Парфенова Т.М. Органическая геохимия пород средней подсвиты хараютэхской свиты венда (Чекуровская антиклиналь, северо-восточное обрамление Сибирской платформы) // Геология и геофизика. 2025. – Т. 66 – № 3 – С. 378-394.

6. Меленевский В.Н., Борисова Л.С., Тимошина И.Д. Пиролитическая характеристика твердых битумов ряда кериты – антраксолиты // Геология нефти и газа – № 4 – С. 40-45 – 2008.

7. Peters K.E. The biomarker guide / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan – 2nd ed. – New York, Cambridge University Press. – 2005. – 1155 p.

УДК 622.882:622.34
DOI 10.48612/sibprint/ehr5-n1ha-prmb https://doi.org/10.48612/sibprint/ehr5-n1ha-prmb

Особенности рекультивации отходов горнорудной промышленности (Кемеровская область и Республика Тыва)[1]

М. В. Мишенин

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

Аннотация. В период активного роста промышленного производства начала XX века добывающая и обрабатывающая промышленности накопили огромное количество различных отходов, расположенных вблизи производств, путём складирования на поверхности земли. В результате извлечения полезных ископаемых более 90 % рудной массы переходит в промышленные отходы. В связи с акцентом импортозамещения производство отечественных компонентов становится особенно актуально.
Ключевые слова: хвостохранилище, эколого-экономичекая оценка, экологический ущерб, барит-полиметаллические рудные техногенное месторождение, электротомография

Features of Land Reclamation of Mining Waste (Kemerovo Region and the Republic of Tyva)[1]

M. V. Mishenin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. During the period of active growth in industrial production at the beginning of the 20th century, the mining and processing industries accumulated a huge amount of various wastes located near production sites by storing them on the ground surface. As a result of mineral extraction, more than 90% of the ore mass turns into industrial waste. In connection with the emphasis on import substitution, the production of domestic components becomes particularly relevant.
Keywords: tailing dump, ecological and economic assessment, environmental damage, barite-polymetallic ore, technogenic deposit, electrical resistivity tomography.

Введение. В мире ежегодно образуется 14-15 млрд тонн горнопромышленных отходов. В РФ накоплено более 90-100 млрд тонн (2020-2026 гг.). На металлургию и горнодобычу приходится до 18% всех промышленных отходов страны. [1]

В последние годы происходит смена парадигмы. Отходы следует рассматривать как техногенные месторождения. Например, хвостохранилище «Талмовские Пески» содержит 1,7% суммы цинка, меди и свинца (что равно промышленным бортовым содержаниям), а также 3 т золота и 76 тыс. т серебра. Рекультивация таких зон невозможна без предварительной переработки (ремайнинга) [2].

Критические объекты риска: Хвостохранилище Хову-Аксы (Тува, >2 млн м³ отходов гидрометаллургии), Урской отвал – 1,65 млн куб. м и Берикульские кеки (концентрация мышьяка в прудах превышает ПДК в сотни тысяч раз). (см. табл. 1) [3]

Таблица 1. Основные хвостохранилища РФ

Компонент	Примерные запасы в хвостах	Ключевые регионы / ГОКи
Медь (Cu)	до 5–7 млн т	Удокан, Саяно-Тува, Красноярский край
Цинк (Zn)	до 8–10 млн т	Учалинский ГОК (Башкирия), Дальнегорск
Олово (Sn)	до 300–400 тыс. т	Шерловогорский, Солнечный, Ленинский ГОКи (Забайкалье, Приморье)
Вольфрам (W)	до 150–200 тыс. т	Ленинский, Тырныаузский ГОКи
Молибден (Mo)	до 200 тыс. т	Вершино-Шахтаминское месторождение (Забайкалье)
Барит ($BaSO_4$)	до 10 млн т	Хвостохранилище «Талмовские пески» (Кемеровская обл.)
Железо (Fe)	свыше 1 млрд т	КМА (Курская магнитная аномалия), Костомукша
Редкоземельные элементы (REE)	десятки тыс. т	Ловозерский ГОК (Мурманская обл.), Томтор
Золото (Au)	до 500–700 т	Хвосты золотодобычи в Красноярском крае, Якутии, Амурской обл.
Платина и ПГМ	до 100–150 т	Норильские хвосты (Красноярский край)

Механизмы экологической опасности («Живые реакторы»). Отвалы не статичны, а представляют собой динамические биохимические реакторы:

Кислый дренаж (AMD): Подотвальные воды имеют ультракислую среду (pH до 2.61) и содержат критические концентрации токсинов 1-го класса опасности (As, Be, Hg, Tl) (рис. 1).

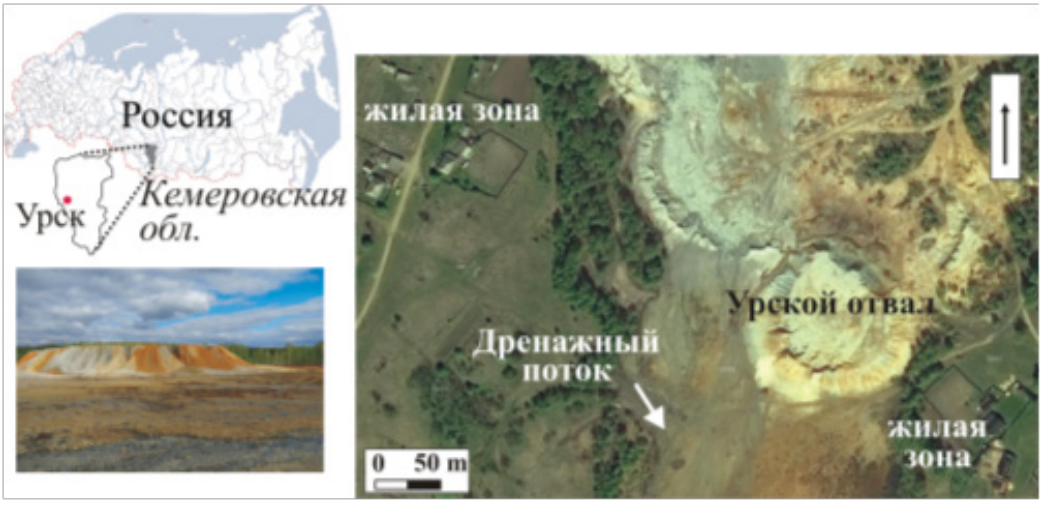


Рисунок 1. Урской отвал кварц-баритовой сыпучки – отходов цианирования руд зоны окисления Ново-Урского месторождения

Газовые эманации: Объекты «дышат» токсичными газами. Концентрация сероуглерода (CS_2) над Берикульскими кеками превышает ПДК в 40 раз; пары ртути в Хову-Аксы превышают ПДК почти в 4 раза.

Биотический фактор: Бактерии (например, Bacillus mycoides) катализируют образование летучих диметилсульфидов и преобразуют остатки цианидов в высокотоксичный бензонитрил (2 класс опасности).

Суточная динамика: Интенсивность выброса токсинов напрямую зависит от суточного температурного нагрева грунта [4].

Инновационные решения и методы минимизации. Автором обоснована комплексная четырехэтапная схема рекультивации:

1. Геофизический мониторинг: Применение метода бесконтактной 3D-микротомографии (установка «Скала-48») для выявления скрытых каналов фильтрации кислых растворов в грунтовые и питьевые воды (рис. 2).

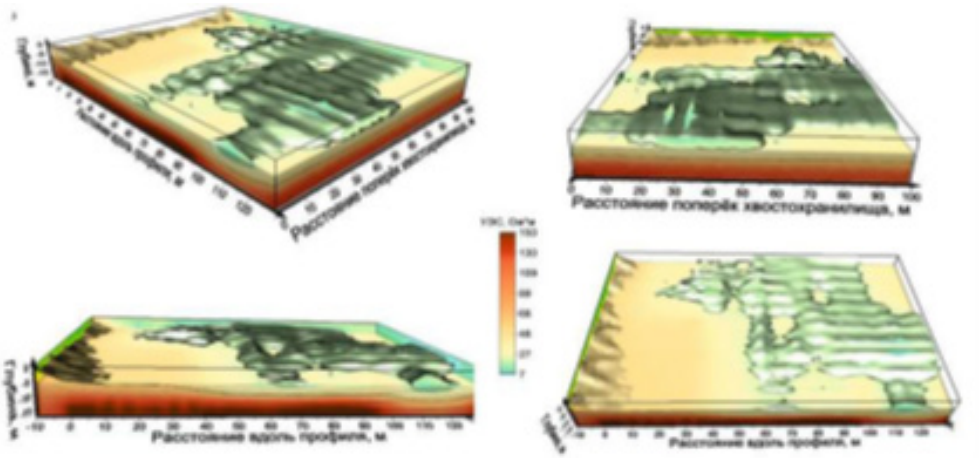


Рисунок 2. 3D модель исследуемого участка на хвостохранилище Талмовские Пески с выделенными поверхностями изоом

2. Re-mining (Повторная переработка): Извлечение ценных компонентов (Au, Ag, Cu, Zn) на мобильных обогатительных комплексах для обеспечения самоокупаемости экологического проекта.

3. Каскадная химическая нейтрализация стоков:

Этап 1 (Аэрация): окисление воздуха для осаждения гидроксидов железа.

Этап 2 (Слабая нейтрализация): добавление NaOH или известняковой муки для осаждения As, Cu, Pb, Al при строгом контроле pH (не выше 10 во избежание обратного растворения мышьяка).

Этап 3 (Восстановительный барьер): использование сульфида натрия (Na_2S) для осаждения Zn, Cd, Co.

Уникальное открытие: использование смеси древесной золы и куриного помета позволяет осаждать до 76% золота из ультракислых стоков.

4. Биологический этап (Фиторемедиация): высадка овса посевного (Avena sativa) на подготовленный грунт с pH 6-8. Растение работает как гипераккумулятор серебра, висмута и ртути. Корни удерживают Cu, Zn, Pb, As (фитостабилизация), а надземная часть накапливает Sn, Mo, Ni, которые удаляются путем скашивания и сжигания биомассы. [5, 6]

Стратегическая карта действий. *Блок А. Федеральные органы (Минприроды, Росприроднадзор, Минпромторг)*

- Разработать методику расчета неорганизованных выбросов специфических газов (CS_2, бензонитрил, пары ртути) для хвостохранилищ и включить их в перечень обязательных маркерных веществ (в справочники НДТ).
- Ввести повышающий коэффициент 2 к плате за НВОС для немодернизированных хвостохранилищ.
- Внедрить «экологический вычет» (снижение платы за НВОС на сумму затрат на модернизацию) и льготы по НДПИ (коэффициент 0) при извлечении металлов из отвалов.
- Создать Федеральную целевую программу софинансирования рекультивации отходов в моногородах за счет «окрашенных» экологических штрафов.

Блок Б. Региональные власти (Кузбасс, Тыва)

- Развернуть автоматизированные посты контроля воздуха на содержание сероуглерода и ртути вблизи жилых зон (пгт. Комсомольск).
- Организовать жесткий контроль питьевой воды на мышьяк (с. Сайлыг) и провести медицинский скрининг здоровья населения (особенно детей).

- Создать условия для государственно-частного партнерства (концессии, СПИК 2.0) по переработке техногенных объектов «Талмовские Пески» и «Хову-Аксы» с условием направления 100% прибыли на последующую биологическую рекультивацию.

Блок В. Корпоративный сектор (ГОКи и холдинги)

- Перейти от практики консервации отвалов к долгосрочным стратегиям повторной сепарации сырья. Включить объемы переработки хвостов в KPI топ-менеджмента по ESG.
- Внедрить мобильные модульные обогатительные фабрики и многостадийные каскадные схемы очистки вод взамен простого неэффективного «гипер-защелачивания». [7]

Блок Г. Научное сообщество (СО РАН, ТПУ)

- Перейти от лабораторных тестов к созданию опытно-промышленных установок (ОПУ) каскадной очистки вод.
- Разработать биотехнологические методы (геохимические и биоцидные барьеры) для подавления жизнедеятельности бактерий, генерирующих токсичные газы в теле хвостохранилищ.

Заключение. Решение проблемы лежит не в поиске бюджетных триллионов на консервацию, а в снятии административных барьеров для бизнеса. Необходимо признать хвостохранилища техногенными месторождениями и создать все условия административном и правом поле для их повторной переработки при условии обязательного экологического обременения по научным методикам каскадной и фито-рекультивации.

Список литературы:

1. Fernández J. M. et al. Machine learning-based early warning system for tailings dam failure using IoT sensor data // Engineering Geology, 2024, vol. 331, art. 107422. DOI: 10.1016/j.enggeo.2023.107422.

2. Liu X., et al. Geophysical imaging of tailings dam internal structure using electrical resistivity tomography (ERT): Case studies from Canada and Australia // Near Surface Geophysics, 2023, vol. 21, № 4, p. 389–405. DOI: 10.1002/nsg.12241.

3. Многоуровневые комплексные исследования и мониторинг хвостохранилищ горнодобывающих предприятий: методология и практика. Под редакцией Д.Н. Запорожец, Д.А. Бабенко, Н.В. Юркевич. Москва: Изд-во МГГЭ, 2023, 186 с.

4. Бортникова С. Б., Оленченко В. В., Гаськова О. Характеризация среды золотодобывающего предприятия при оценке опасности накопленных отходов (Кемеровская область, Россия) // Applied Geochemistry, 2018, vol. 93, p. 145–157.

5. Оленченко В. В., Кучер Д. О., Бортникова С. Б. Вертикальное и латеральное распространение высокоминерализованных растворов кислого дренажа по данным электротомографии и гидрогеохимии (Урской отвал, Салаир) // Геология и геофизика, 2016, № 4, с. 782–795.

6. Эпов М. И., Юркевич Н. В., Бортникова С. Б. Определение состава горнорудных отходов геохимическими и геофизическими методами (на примере хвостохранилища Салаирского горно- обогатительного комбината) // Геология и геофизика, 2017, т. 58, № 12, с. 1944–1954.

7. Мишенин М. В., Юркевич Н. В., Филимонова И. В., Саматова А. П. Обоснование инвестиционной привлекательности освоения техногенного отвала с высокой концентрацией барита // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2023, т. 56, № 4Б, с. 196-205.

УДК 553.98
DOI 10.48612/sibprint/ezv1-tfmr-ufdx https://doi.org/10.48612/sibprint/ezv1-tfmr-ufdx

Модели осадконакопления и прогноз элементов углеводородных систем в терригенных клиноформных толщах[1]

А. В. Мордасова, А. В. Ступакова

Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова

Аннотация. Разработаны модели осадконаколпения клиноформ различного масштаба – прибрежных, дельтовых, шельфовых и клиноформ континентального склона. Для каждого типа клиноформ описаны закономерности латеральной смены фаций и характерные особенности геометрии и траектории бровок клиноформ при изменениях относительного уровня моря. Каждый тип клиноформ может включать элементы углеводородных систем, но закономерности их развития и прогноза зависят от масштаба клиноформы и среды осадконакопления.
Ключевые слова: клиноформная толща, масштаб и геометрия клиноформ, элементы углеводородных систем, обстановки осадконакопления

Sedimentary models and exploration ctiteria for petroleum systems in the clastic clinoform succession

A. V. Mordasova, A. V. Stoupakova

Lomonosov Moscow State University, Moscow

Abstract. Sedimentation models have been developed for clinoforms of various scales:coastal, deltaic, shelf, and continental slope clinoforms. For each clinoform type, patterns of lateral facies variability and patterns of the geometry and trajectory of edges under relative sea level changes are described. Each clinoform type may include elements of hydrocarbon systems, but the patterns of their development and prediction depend on the clinoform's scale and sedimentation environment.
Keywords: clinoform succession, geometry analysis of clinoform, petroleum system, sedimentary environments

Введение. Клиноформные толщи являются важным элементом строения многих осадочных бассейнов и могут дать много полезной информации о палеогеографии и истории формирования осадочного бассейна. Клиноформы – это линзовидное в разрезе осадочное тело, сформированное на склоне палеобассейна осадконакопления [1, 2] за счёт бокового наращивания слоёв при циклических изменениях относительного уровня моря. Механизм формирования клиноформ обуславливает возможность формирования клиноформной толщи – серии последовательно накопившихся клиноформ, отделённых от вмещающих толщ субпараллельными границами [1]. Важно отметить, что высота клиноформ от бровки до подножия зависит от глубины приёмного бассейна – океана, моря или озера, по высоте выделяются прибрежные, дельтовые, шельфовые клиноформы и клиноформы континентального склона [1, 3]. Таким образом, оценивая высоту и геометрические особенности клиноформ по сейсмическим данным, можно провести реконструкцию палеогеографических условий формирования клиноформ, что особенно актуально в осадочных бассейнах Арктического шельфа России, слабо изученных глубоким бурением. Цель исследования – разработать модели осадконакопления клиноформ различного масштаба и на основе этих моделей спрогнозировать распространение в прибрежных, дельтовых, шельфовых клиноформах и клиноформах континентального слона элементов углеводородных систем – нефтегазоматеринских толщ, пород-коллекторов и флюидоупоров.

[1] © А. В. Мордасова, А. В. Ступакова, 2026
Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Изучение углеводородных ресурсов морских акваторий и Арктического региона Российской Федерации», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010095-1.

На основе самостоятельного анализа сейсмических и скважинных данных по нижнемеловым клиноформам Баренцева моря [4], Широтного Приобья [5], меловым клиноформам Чукотского моря и обзора клиноформных комплексов в других осадочных бассейнах Мира по публикациям предложены модели осадконакопления и закономерности латеральной смены фаций и распространения элементов углеводородных (УВ) систем для клиноформ разного масштаба.

Модели осадконакопления клиноформ различного масштаба.

Косослоистые (клиноформные) тела формируются в континентальных, переходных и морских средах осадконакопления, при этом разные элементы клиноформы могут накапливаться в разных средах осадконакопления (по [6]).

Клиноформы побережья редко можно увидеть на сейсмических разрезах в силу разрешающей способности, но их изучение успешно проводится в обнажениях или по каротажу и керну. Ключевыми факторами, влияющими на седиментацию прибрежных клиноформных тел являются энергия волн и приливо-отливов, а также близость источника сноса. Прибрежные клиноформы формируются в переходной среде осадконакопления, характеризуются регрессивной плоской или нисходящей траекторией бровок (рис. 1). Клиноформы морских дельт формируются в условиях от континентальных в ундаформе, переходных – на склоне до морских в подножии, дельты морского типа выявлены в готерив-барремских отложениях Южно-Баренцевской впадины [4] (см. рис. 1). Среди дельтовых клиноформ можно выделить озёрные, которые формируются под воздействием изменений уровня озера и тектонических процессов и где возможно накопление нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) с высоким нефтегенерационным потенциалом (верхнемеловые свиты неньянг и киншанкоу, бассейн Сунляо, [7]). Характеризуются регрессивной плоской или нисходящей траекторией бровок. Клиноформы шельфа формируются в морской среде осадконакопления, но ундаформа в периоды регрессий может формироваться в континентальной и переходной средах (см. рис. 1). На этапе трансгрессии характеризуются трансгрессивной траекторией бровок, при высоком стоянии уровня моря – регрессивной восходящей, на этапе стабилизации и падения уровня моря – регрессивной плоской или нисходящей. На этапе низкого стояния уровня моря накапливаются полого-косослоистые

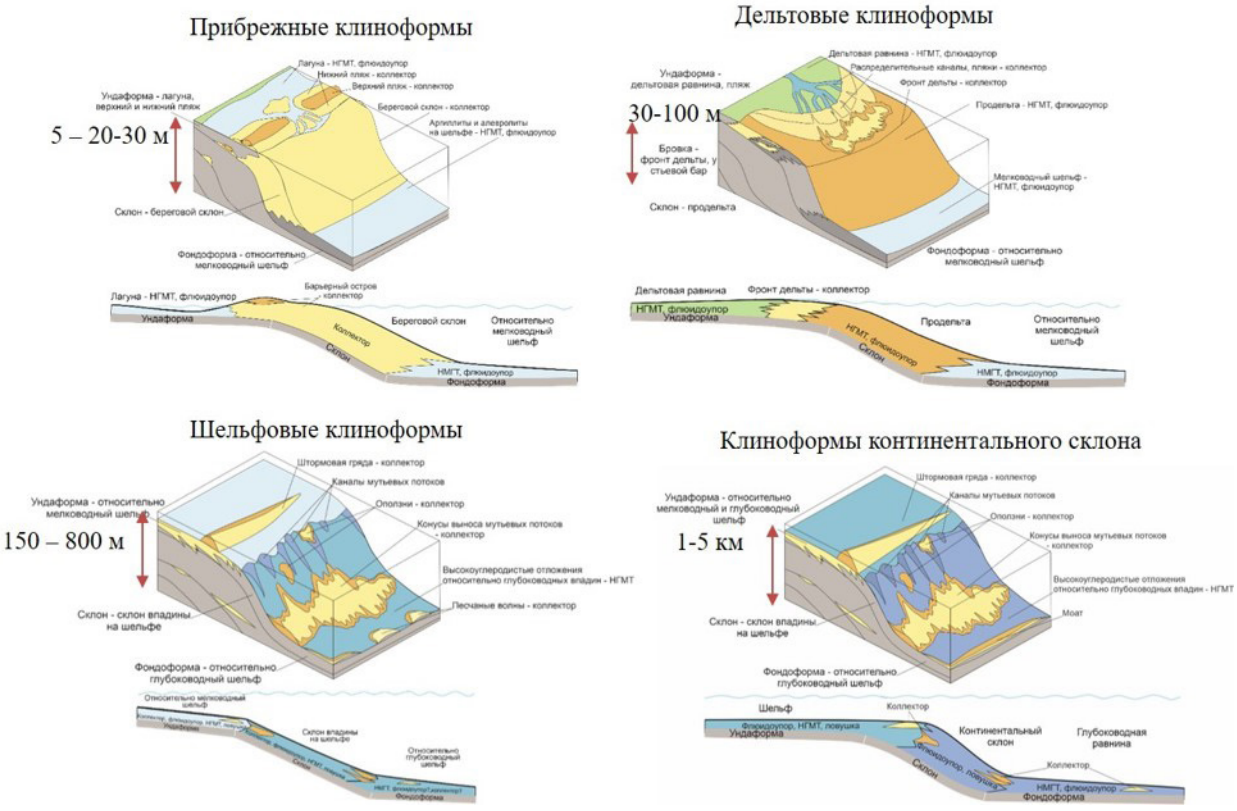


Рисунок 1. Модели осадконакопления клиноформ различного масштаба (по [1, 3])

тела без выраженной бровки. К клиноформам шельфого типа относятся неокомские клиноформы Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ), Енисей-Хатангского прогиба, а также апт-сеноманские клиноформы Северо-Чукотского прогиба и северного склона Аляски [8]. Клиноформы континентального склона образуются в морской среде осадконакопления и приурочены к зоне перехода от континентального шельфа к ложу океана (см. рис. 1). Характеризуются регрессивной восходящей траекторией бровок, регрессивная плоская и нисходящая траектория бровок может формироваться только в эпохи глобального падения уровня мирового океана во время оледенений. Таким образом, латеральное распределение литофаций в клиноформах определяется их масштабом. Смещение литофаций в клиноформной толще определяется их геометрией и направлением смещения бровки клиноформ.

Прогноз элементов углеводородных систем в клиноформах разного масштаба. Благоприятным фактором для формирования природных резервуаров в клиноформах побережья является чередование трансгрессий и регрессий: коллекторы берегового склона сохраняются от эрозии и перекрываются трансгрессивными глинистыми толщами-покрышками.

Клиноформы озёрных дельт обладают благоприятным сочетанием нефтегазорматеринских пород открытой части озера в подножии, песчаными отложениями прибрежной части озера и аллювиальной равнины с высокими коллекторскими свойствами в ундаформе и склоновой части. Стабильное тектоническое погружение озера определяет сохранность от эрозии клиноформ озёрных дельт

Клиноформы прибрежно-морских дельт характеризуются развитием нефтегазоматеринских пород и пород-флюидоупоров мелководно-морского генезиса в подножии и озёрно-болотного в ундаформе, в то время как песчаные коллекторы аллювиальных русел развиты в ундаформе, а фронта дельты – в бровке и склоновой части.

Клиноформы шельфа могут включать все элементы УВ систем, однако, наличие и мощность песчаных пластов-коллекторов зависит от состава отложений в источнике сноса обломочного материала. Песчаные коллекторы барового генезиса прогнозируются в бровке тангенциальных клиноформ с плоской и нисходящей траекторией, конуса выноса турбидитовых потоков – в подошве пологих клиноформ и тангенциальных клиноформ с нисходящей бровкой.

В клиноформах континентального склона потенциальными нефтегазоматеринскими толщами могут выступать отложения открытого шельфа в ундаформе и абиссальной равнины – в подножии склона [9]. Отложения подводящих каналов и конусов выноса турбидитовых потоков, контуриты и моаты могут являться потенциальными природными резервуарами.

Заключение. Латеральное распределение литофаций в клиноформах определяется их масштабом. Смещение литофаций в клиноформной толще определяется их геометрией и направлением смещения бровки клиноформ Для благоприятного сочетания элементов УВ систем в клиноформах побережья необходимо чередование трансгрессий и регрессии и отсутствие эрозионных процессов: коллектора берегового склона сохраняются от эрозии и перекрываются трансгрессивными глинистыми толщами-покрышками. В дельтовых клиноформах озёр могут сочетаться породы-коллекторы и НГМТ с высоким генерационным потенциалом, однако, наличие флюидоупора и перекрывающих отложений являются фактором риска. Для клиноформ прибрежно-морских дельт характерно развитие природных резервуаров, но важно оценить область распространения и свойства НГМТ ундаформы и подножия. Клиноформы шельфа могут включать все элементы УВ систем, однако, наличие и мощность песчаных пластов-коллекторов зависит от состава отложений источник сноса. Элементы УВ систем в клиноформах континентального склона требуют дальнейшего изучения, а природные резервуары подножия таких клиноформ являются поисковыми объектами будущего.

Список литературы:

1. Мордасова А.В., Гильмуллина А.А., Суслова А.А., Ступакова А.В., Коробова Н.И., Гилаев Р.М., Сауткин Р.С. Методика реконструкции палеогеографических условий накопления и прогноз природных резервуаров в клиноформных толщах // Георесурсы, 2025, т. 27, №2, с. 100–120.

2. Жамойда А.И., Гиршгорн Л.Ш., Ковалевский О.П., Олейников А.Н., Прозоровская Е.Л., Храмов А.Н., Шкатова В.К. Под ред. Жамойда А.И. Стратиграфический кодекс России, издание третье, исправленное и дополненное. СПб., Издательство ВСЕГЕИ, 2019, 96 с.

3. Pellegrini C., Patruno S., Helland-Hansen W., Steel R.J., Trincardi F. Clinoforms and clinothems: Fundamental elements of basin infill // Basin Research, 2020, v. 32, pp. 187–205.

4. Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Escalona A.V., Marín D., Gilmullina A. Sequence stratigraphy and palaeogeography of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous in the Eastern Barents Sea // Basin Research, 2024, v. 36, № 2, e12862. [Электронный ресурс]. URL: https://doi.org/10.1111/bre.12862.

5. Бабина Е.О., Калмыков Г.А., Ступакова А.В., Мордасова А.В., Коробова, Н.И., Хотылев О.В., Шарданова Т.А., Хромова Е.В., Гилаев Р.М. Анализ геометрии и прогноз природных резервуаров в нижнемеловых клиноформах северной части Приобского месторождения // Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология, 2022, № 4, с. 111-130.

6. Ступакова А.В., Коробова Н.И., Мордасова А.В., Сауткин Р.С., Сивкова Е.Д., Большакова М.А., Воронин М.Е., Суслова А.А., Карпушин М.Ю., Кожанов Д.Д., Махнутина М.Л., Курдина Н.С., Богатырева И.Я., Чупахина В.В. (2023) Обстановки осадконакопления как основа генетической типизации базовых критериев нефтегазоносности // Георесурсы, 2023, т. 25, № 2, с. 75–88.

7. Wuling Mo, Chaodong Wu, Nan Su, Shun Zhang, Mingzhen Wang. Seismic Imaging of the Sedimentary System of the Upper Cretaceous Nenjiang Formation in the Northern Songliao Basin // Journal of Earth Science, 2019, v. 30, №4, pp. 788-798.

8. Houseknecht, D.W. Petroleum systems framework of significant new oil discoveries in a giant Cretaceous (Aptian–Cenomanian) clinothem in Arctic Alaska // AAPG Bulletin, 2019б v. 103, №3, pp. 619-652.

9. Конюхов А.И. Черные глины и другие отложения, обогащенные органическим веществом, на окраинах материков в раннем и позднем палеозое // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология, 2015, №4, с. 22-33.

УДК 550.385.1
DOI 10.48612/sibprint/1ux3-u7k5-kd1u https://doi.org/10.48612/sibprint/1ux3-u7k5-kd1u

Исследование региональных особенностей магнитных возмущений при планировании работ наклонно-направленного бурения[1]

М. И. Нанов, В. Ю. Катков

Геофизический центр РАН, Москва

Аннотация. При планировании работ по наклонно-направленному бурению, специалисты опираются на Kp индекс, который может некорректно отражать текущую геомагнитную активность в связи с тем, что он рассчитывается по данным среднеширотных обсерваторий. В связи с чем, рациональнее использовать региональный K-индекс.
Ключевые слова: Навигация по магнитному полю Земли, наклонно-направленное бурение

Study of regions of external magnetic disturbances when planning directional drilling operations[1]

M. I. Nanov, V. Y. Katkov

Geophysical center RAS, Moscow

Abstract. When planning directional drilling operations, specialists rely on the Kp index, which may not accurately reflect current geomagnetic activity because it is calculated based on data from mid-latitude observatories. Therefore, it is more rational to use the regional K-index.
Keywords: Navigation by the Earth's magnetic field, directional drilling

Введение. Нефтегазовая отрасль современной России вступает в фазу, где экстенсивное освоение новых месторождений уступает место интенсивным технологиям разработки уже разведанных запасов. Поскольку лёгкая нефть исчерпана, основным источником углеводородов становятся трудноизвлекаемые залежи, для доступа к которым применяется наклонно-направленное бурение (ННБ). Успех таких работ критически зависит от точности пространственной ориентации скважины, что, в свою очередь, требует учёта временной изменчивости геомагнитного поля. Технологические регламенты предписывают проводить бурение в магнитоспокойные периоды, когда внешние возмущения не превышают нескольких нанотесла. Однако общепринятая практика использования планетарного Kp-индекса, рассчитанного по 13 среднеширотным обсерваториям, может вносить значительные погрешности в высокоширотных регионах России, где сосредоточена основная часть промыслов. В данной работе обосновывается необходимость перехода от планетарного Kp-индекса к региональным K-индексам для повышения достоверности выбора магнитоспокойных интервалов при проведении ННБ в арктических и субарктических широтах.

Проблема применимости Kp-индекса для северных нефтегазовых провинций.

В условиях истощения углеводородных ресурсов нашей планеты требуются всё более инновационные методы их добычи. Так, половина добытой с конца 1990-х годов нефти стала результатом не освоения новых месторождений, а оптимизации разработки уже разведанных. Для извлечения труднодоступных залежей углеводородного сырья с недавних пор в практику вводится технология наклонно-направленного бурения. [1]

При планировании проведения работ по наклонно-направленному бурению (ННБ) следует учитывать временную изменчивость магнитного поля, связанную с внешними источниками [1]. На практике выбирают проведение работ ННБ в магнитоспокойные интервалы времени, предполагается, что в это время внешние, скачкообразные изменения магнитного поля не пре-

[1] © М. И. Нанов, В. Ю. Катков, 2026
Работа выполнена в рамках государственного задания Геофизического центра РАН, утвержденного Минобрнауки России.

вышают нескольких нанотесла. Для этого обычно используют Kp индекс, рассчитываемый по 13 среднеширотным обсерваториям по всему миру. Это может вызывать ошибки, связанные с тем, что Kp индекс является общемировым и наибольшую точность имеет именно в среднеширотных регионах. Наибольшую актуальность это имеет в северных широтах, где в основном и сосредоточены нефетегазопромысловые предприятия России. В связи с этим для более точной оценки в выборе магнитоспокойных периодов предлагается использовать региональный K индекс вместо планетарного Kp индекса, что даст более точную оценку активности внешних источников магнитного поля.

Рассматривая этот процесс с точки зрения науки, это объясняется тем, что возмущения в магнитном поле, связанные с солнечной активностью максимальны в авроральном овале (рис. 1), который представляет собой приполярную зону шириной в несколько градусов. Далее, если мы говорим о северном полушарии, возмущения распространяются на юг, постепенно затухая. Таким образом, возмущения, связанные с краткосрочной активностью солнца, особенно выраженные в горизонтальных X и Y компонентах, которые регистрируются в приполярных обсерваториях, расположенных рядом с авроральным овалом, могут не регистрироваться в среднеширотных обсерваториях или регистрироваться с меньшими показателями возмущения.

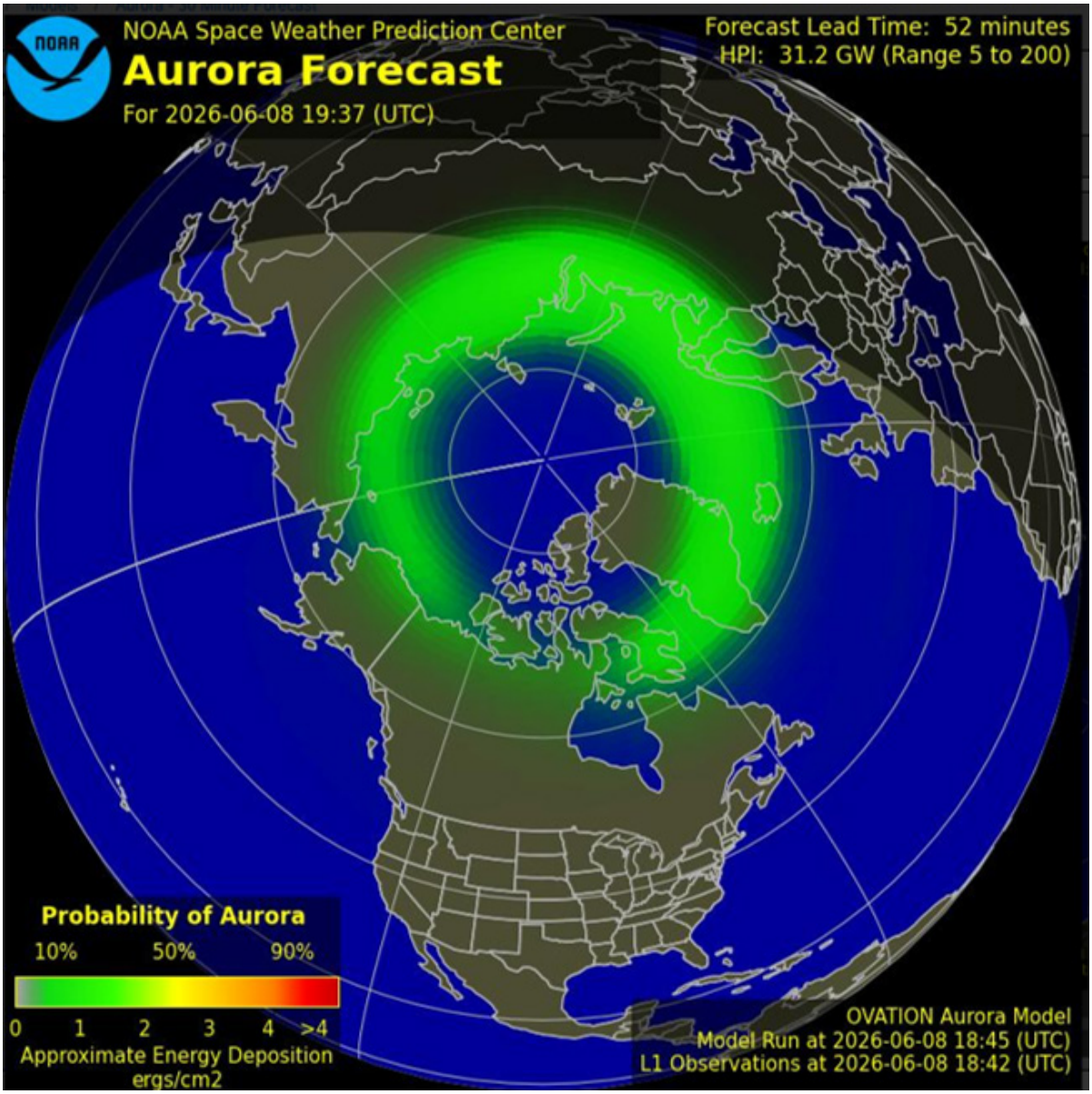


Рисунок 1. Предполагаемое положение аврорального овала [3]

Методика расчёта и региональные различия K и Kp индексов.

K-индекс – является геомагнитным индексом с временным разрешением в 3 часа, характеризующим уровень возмущений вызываемых солнечным ветром [2]. Он определяется по максимальным отклонениям в показаниях магнитометра обсерватории в горизонтальных компонентах за временной интервал в 3 часа и может иметь значения от 0 до 9 и измеряется только в целых числах. Этот индекс является квазилогарифмическим, это означает, что для увеличения индекса на 1, флуктуации магнитометра должны возрасти примерно вдвое. Для каждой обсерватории пороговым значением индекса являются разные числа, зависящие от квази-дипольной широты. Пример таблицы преобразований находится ниже (табл. 1).

В свою очередь, Kp-индекс является интегральным индексом, вычисляющимся по 13 обсерваториям по всей Земле, эти обсерватории являются среднеширотными. Этот индекс имеет для каждого числа градацию, например 4-, 4o, 4+, или в числовом эквиваленте 3.67, 4.0, 4.33. Из-за того, что обсерватории, по которым вычисляется индекс, являются среднеширотными в случае распространения геомагнитной бури приборы могут не зарегистрировать такую же высокую амплитуду флуктуаций, которую регистрируются на приполярных обсерваториях.

Таблица 1. Пример таблицы преобразований K-индекса

Отклонение, нТл	<5	5-10	10-20	20-40	40-70	70-120	120-200	200-330	330-550	>550
K-индекс	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9

Список литературы:

1. Соловьев А.А. Геомагнитное сопровождение наклонно-направленного бурения. Вестник Российской академии наук, 2024, т. 94, № 10, с. 871–877.

2. Kitajima et al. Investigation of the relationship between geomagnetic activity and solar wind parameters based on a novel neural network (potential learning), 2022, т. 74, № 1. URL: https://link.springer.com/article/10.1186/s40623-022-01697-0

Space Weather Prediction Center – https://www.swpc.noaa.gov/products/aurora-30-minute-forecast, дата обращения – 08.06.2026

УДК 338.12
DOI 10.48612/sibprint/rddp-nh5n-2dvg https://doi.org/10.48612/sibprint/rddp-nh5n-2dvg

Волатильность на мировом рынке лития[1]

В. Ю. Немов

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

Аннотация. Мировой рынок лития является одним из наиболее динамично развивающихся. Одной из особенностей рынка лития является несоответствие между темпами роста спроса и предложения. Это связано с одной стороны с необходимостью долгосрочного планирования инвестиционных проектов по добыче лития, с другой стороны – с множеством экономических, политических, конъюнктурных факторов, оказывающих разнонаправленное воздействие на спрос и предложение. В статье приведен обзор основных факторов, влияющих на стоимость лития в 2026 г.
Ключевые слова: карбонат лития, спрос на литий, рынок лития

Lithium Market Volatility

V. Yu. Nemov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. The global lithium market is one of the most dynamically developing. One of its characteristics is the disparity between supply and demand growth rates. This is due, on the one hand, to the need for long-term planning for lithium mining investment projects, and, on the other, to a multitude of economic, political, and market factors that exert a multidirectional influence on supply and demand. This article provides an overview of the main factors influencing lithium prices in 2026.
Keywords: Lithium carbonate, lithium demand, lithium market

Введение. Литий стал одним из наиболее востребованных материалов для современной экономики. Основное направление применения лития в современной промышленности – производство накопителей энергии. Основным драйвером роста спроса являлись производители гибридных и электромобилей. Однако высокие темпы развития альтернативной энергетики и кризис с поставами нефти из стран Персидского залива в 2026 г. привел к опережающим темпам роста рынка хранения энергии ESS. Эти и другие факторы привели к фазе роста цен на мировом рынке лития после периода охлаждения 2023-2025 гг. и могут привести к дефициту металла в ближайшие несколько лет.

Мировая добыча лития

Добыча и переработка литийсодержащего сырья в течение последних 5 лет сохраняет высокие темпы роста. С 2021 г. среднегодовой темп прироста производства лития составляет около 30%. Основными драйверами роста мирового рынка лития остается спрос на аккумуляторы со стороны производителей гибридных и электромобилей, а также все возрастающий спрос на системы хранения энергии для альтернативной энергетики.

В 2025 г. мировое производство лития составило 1556 тыс. т LCE, что на 25% больше, чем в предыдущем году. Около 75% добычи сырья сосредоточено в трех странах: Австралия (490 тыс. т LCE, горнорудное производство), Чили (340 тыс. т LCE, из гидроминерального сырья), Китай (330 тыс. т LCE, добыча как из руды, так и из гидроминерального сырья). Также благодаря привлечению инвестиций крупных международных компаний в последние годы высокими темпами растет добыча сырья в Аргентине и Зимбабве. Так в период 2022-2025 гг. добыча сподумена в Зимбабве выросла в 27 раз: с 5 до 149 тыс. т LCE, что сделало страну

[1] © В. Ю. Немов, 2026
Работа выполнена по государственному заданию ИНГГ СО РАН в рамках проекта № FWZZ-2026-0067

четвертой по объему мировой добычи литиевого сырья. Добыча лития в Аргентине за тот же период выросла в 3,6 раза и составила 122 тыс. т LCE (рис. 1).

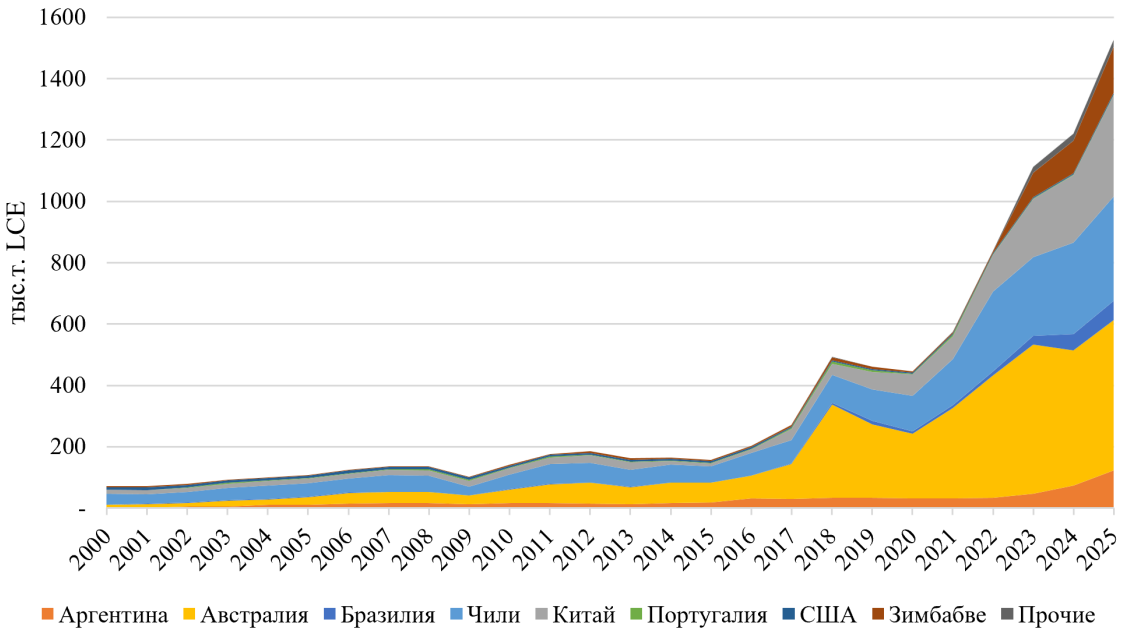


Рисунок 1. Динамика мировой добычи лития

Источник: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2026

Колебания на мировом рынке лития.

Становление международного рынка добычи и переработки лития сопровождается высокой волатильностью. На баланс спроса и предложения влияют многие производственные, конъюнктурные, политические факторы. Так из-за специфики добычи лития производители сырья не могут достаточно быстро реагировать на изменение спроса и предложения, что может приводить к избытку или дефициту сырья в определенные периоды времени. Так взрывной рост спроса на электромобили привел к значительному росту цен на карбонат лития в 2021-2022 гг. Однако реализация многочисленных проектов по добыче лития, которые были запущены несколько лет назад, позволила охладить рынок и даже привести к перенасыщению. В результате мировые цены на карбонат лития существенно сократились, а некоторые добывающие компании были вынуждены закрыть рудники. По данным аналитической компании Kept, средняя мировая цена на карбонат лития снизилась с 72,1 тыс. долл. за тонну в 2022 г. до 11,4 тыс. долл./т в 2024 г.

В настоящее время на рынок лития продолжается разнонаправленное давление комплексом факторов. В 2026 г. мировой рынок лития снова вступил в фазу возрастающих цен. Средняя стоимость карбоната лития в январе 2026 г. составила около 155 тыс. юаней/т (22,8 тыс. долл./т при среднем курсе 2,8 юаня за долл.). В мае 2026 г. средняя цена тонны карбоната лития выросла до 27 тыс. долл./т (рис. 2).

Со стороны предложения этому способствовало приостановка добычи на китайском руднике Цзяньсяо и ограничение на вывоз сырья из Зимбабве. Также со стороны предложения поддержку уровню цен оказывает усиливающаяся монополизация рынка. В 2026 г. на Китай приходится более 70% мирового производства карбоната лития и более 70% мирового производства гидроксида лития. Кроме того, ожидается, что в 2027 г. на китайские компании (внутренняя добыча и зарубежные активы) будет приходиться около половины мировой добычи сырья. Со стороны предложения стоимость лития поддерживают высокие темпы роста спроса на накопители энергии для альтернативной энергетики. Перебои с поставками нефти из Персидского залива привели к росту спроса на системы хранения энергии и электромобили сверх ожидаемого уровня.

Несколько сдержать дальнейший рост цен на литий может увеличение поставок сырья из Австралии и возобновление поставок необработанных литиевых руд из Зимбабве. По мнению аналитиков Kept ряд производителей, ранее приостанавливавших выпуск, начинают возвращаться на рынок и расконсервировать мощности, что должно привести к росту предложения. Тем не менее, аналитиками Morgan Stanley, UBS в 2026 г. прогнозируется дефицит лития.

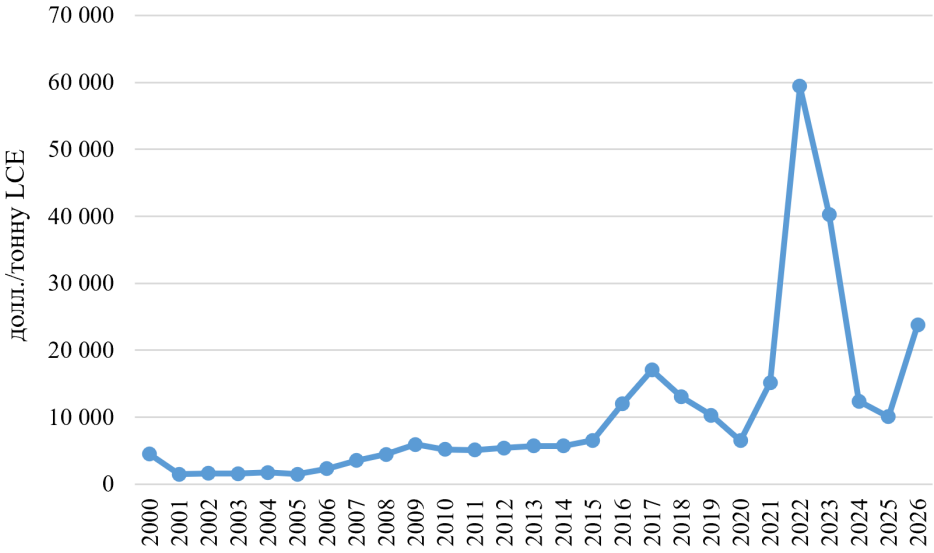


Рисунок 2. Динамика среднегодовых цен на карбонат лития

Источник: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2026

Заключение. Анализ показал сохраняющийся дисбаланс на формирующимся и быстро развивающемся мировом рынке лития. Усложняют поиск баланса между спросом и предложением такие факторы как длительный цикл и высокие капитальные затраты для запуска новых месторождений литиевого сырья, высокие, но не равномерные темпы роста рынка систем хранения энергии, монополизация рынка добычи и переработки литиевого сырья и другие.

Список литературы.

1. Zhou N. et al. China’s lithium supply chain: Security dynamics and policy countermeasures // Resources Policy. 2022. Vol. 78, No. 102866. DOI: 10.1016/j.resourpol.2022.102866 EDN: GWDILP

2. Mineral commodity summaries 2026. U.S. Geological Survey. 2026. 226 p. DOI: 10.3133/mcs2026

3. Немов, В. Ю., Филимонова, И. В., Комарова, А. В., & Саматова, А. П. (2025). География торговых потоков и оценка роли россии в международной торговле литием.// Географический вестник – 2025. – №. 4 (75). – С. 34-46.

УДК 339.5
DOI 10.48612/sibprint/z3mh-xgne-6ne8 https://doi.org/10.48612/sibprint/z3mh-xgne-6ne8

Особенности учета геополитического фактора в эконометрических моделях оценки факторов международной торговли энергоносителями[1]

А. Ю. Новиков

Новосибирский государственный университет

Аннотация. Геополитическая обстановка оказывает значительное влияние на международный рынок энергоносителей, но учет её влияния в рамках эконометрического анализа осложнен комплексностью каналов влияния. В работе анализируется ряд подходов к учету геополитического фактора: индексы геополитической обстановки; прокси-переменные финансового рынка; показатели на основе санкций; усложнение исходной модели.
Ключевые слова: рынок энергоносителей, международная торговля, геополитический фактор, эконометрическое моделирование

Features of taking into account the geopolitical factor in econometric models for assessing factors of international energy trade

A. Y. Novikov

Novosibirsk State University, Novosibirsk

Abstract. The geopolitical situation has a significant impact on the international energy market, but accounting for its influence in econometric analysis is complicated by the complexity of its channels of influence. This paper analyzes a number of approaches to accounting for geopolitical factors: geopolitical situation indices; financial market proxy variables; sanctions-based indicators; and complication of the original model.
Keywords: energy market, international trade, geopolitical factor, econometric modeling

Введение. Международный рынок энергоносителей находится в процессе постоянной структурной перестройки, протекающей под воздействием высоких темпов роста экономик стран АТР; появления новых технологий добычи и транспортировки, значительно усиливших позиции отдельных стран; усиления межтопливной конкуренции на фоне ужесточения политики эколого-климатического регулирования и других факторов [1, 2] В частности, значительное влияние на направления поставок и объемы торговли оказывает сложившаяся геополитическая ситуация и будущие геополитические риски [3, 4]. При этом из-за комплексности данного понятия и разнородности каналов влияния на международный рынок, имеется ряд методических трудностей, связанных с учетом геополитического фактора в эконометрических моделях торговли энергоносителями.

Подходы к учету геополитического фактора. В целом можно выделить два крупных направления учета: контроль геополитической ситуации через дополнительные факторы в модели или применение специальных моделей, способных идентифицировать его влияние иначе.

В первом случае ключевой проблемой является подбор индикаторов, способных корректно отразить геополитическую обстановку. Распространено использование специализированных индексов, которые позволяют получить непрерывные временные ряды для включения в модель. Geopolitical Risk Index (GPR) оценивается на основе набора газетных статей, освещающих геополитические события и предоставляет исторические ряды данных вплоть до 1900 г. [5]. Более современный аналог – AI-GPR – рассчитывается с использованием больших языковых моделей и позволяет получать ежедневные оценки. Regional Political Risk Index, рассчитываемый PRS Group, строится на основе оценок по группе показателей: политической стабиль-

[1] © А. Ю. Новиков, 2026
Работа выполнена в рамках проекта РНФ № 25-28-03163

ности, уровня конфликтов, эффективности правительства и т.д. Economic Policy Uncertainty Index также основан на постатейном поиске ключевых слов и может использоваться как индикатор рыночной неопределенности. Наконец, в качестве прокси-переменных часто используются общие рыночные индикаторы, как цены на золото, индексы страха и волатильности мирового финансового рынка и др.

Данные показатели предоставляют возможность количественно учитывать геополитические риски в моделировании. Однако их ключевым недостатком в контексте торговли энергоносителями является невозможность анализировать напряженность отношений между парами стран, т.к. они являются общемировыми или привязаны к конкретной стране. При этом для анализа торговых потоков необходим более детальный показатель, соответствующий наблюдениям вида экспортер-импортер-период. Он может быть получен на основе анализа направлений наложенных санкций.

В литературе часто применяется количество наложенных на страну санкций или сам факт их наличия (фиктивный учет). При использовании количества наложенных санкций также возможен переход к приростным показателям, т.к. многие санкции остаются введенными на десятилетия, текущее напряжение лучше прослеживается через наличие новых вводимых санкций. Все подходы к их учету так или иначе приводят к искажению теоретического влияния фактора, т.к. упускают из рассмотрения степень жесткости санкций и их практическую эффективность, однако остаются одним из немногих доступных вариантов, демонстрирующих прикладную эффективность.

Авторитетным источником данных по межстрановым санкциям является Global Sanctions Data Base (GSDB) [6, 7]. База данных содержит всеобъемлющий набор данных, документирующий санкции разного характера по всему миру с 1950 по 2024 год. Она включает в себя двусторонние и многосторонние санкции, подробно описывая их типы, политические цели и степень успеха. Авторы выделили санкции, направленные на торговлю, финансовые институты, ограничение возможности въезда в страну, в отношении вооружений, в отношении военного сотрудничества и категорию «прочие». Это дает возможность более детализировано учесть специфику накладываемых ограничений, однако все еще не до конца раскрывает природу санкций. Так, например, невозможно учесть эффект отдельных санкций в области энергетики и торговли энергоресурсами.

Дополнительной проблемой подходов на основе санкций может быть выявляемое ложноположительное влияние санкций, т.к. подавляющая их часть накладывалась именно на крупные страны нефтеэкспортеры. Под них попадали такие страны как Россия, Иран, Венесуэла, Нигерия, и др.

Второй крупный вопрос – какие классы моделей лучше подходят для учета геополитической ситуации и рисков. Для финансового анализа могут применяться GARCH, VAR и др. модели временных рядов [8], позволяющие оценить влияние трансмиссионных каналов, через которые внешнеполитические кризисы и санкции влияют на волатильность валютного курса и фондовые индексы. Однако в контексте международной торговли, для анализа и прогнозирования которой чаще всего применяются различные постановки гравитационной модели торговли (ГМТ), эти инструменты не подходят.

В целом для линейных спецификаций ГМТ дополнительно может быть применен подход Difference in differences (DID), который позволит оценить, как изменилось влияние отдельных факторов после геополитического шока. Однако для этого шок должен быть одномоментным, что сокращает круг ситуаций, доступных для анализа.

Заключение. Таким образом, все представленные подходы ограничены с т.з. полноты и однозначности учета влияния геополитической обстановки и рисков. Это, с одной стороны, говорит о необходимости дальнейшей разработки инструментария, способствующего корректной обработке геополитического фактора в эмпирических исследованиях. А с другой, подчеркивает важность проведения предварительного фундаментального анализа в исследованиях по теме влияния специфических факторов на международные энергетические рынки.

Список литературы:

1. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Экспорт нефти из России: глобальные тенденции и новые вызовы // Бурение и нефть, 2025, № 10, с. 3–13.

2. Волотковская Н. С., Волотковская Ю. А., Семёнов А. С. Мировой рынок энергетических ресурсов: анализ производства и спроса на энергоносители, перспективы сектора // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Экономика и право, 2020, т. 6, с. 12–17.

3. Журавлева, Л. А., Зарубина, Е. В., Симачкова, Н. Н., Фатеева, Н. Б., Чупина, И. П. Современная геополитическая ситуация: социальнофилософский анализ // Образование и право, 2021, №. 10, с. 376–381.

4. Немов В.Ю., Филимонова И.В., Проворная И.В. Трансформация мирового и российского рынка нефти в условиях новых геополитических вызовов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2025, № 6 (197), с. 22–31.

5. Caldara D. and Matteo I. Measuring Geopolitical Risk // American Economic Review, 2022, № 112(4), pp.1194–1225.

6. Felbermayr G., Kirilakha A., Syropoulos C., Yalcin E., Yotov Y. The global sanctions data base // European Economic Review, 2020, vol. 129, p. 103561.

7. Yalcin E., Felbermayr G., Kariem H., Kirilakha A., Kwon O., Syropoulos C., Yotov Y. V. The Global Sanctions Data Base–Release 4: The Heterogeneous Effects of the Sanctions on Russia // The World Economy, 2025.

8. Васильева Р. И., Рожина Е. А., Войтенков В. А. Влияние геополитической напряжённости на экономическую активность в России // Регионалистика, 2023, т. 10, №. 5, с. 24–45.

УДК 550.461:556.314:546.11(571.1)
DOI 10.48612/sibprint/3u7h-48g9-erfz https://doi.org/10.48612/sibprint/3u7h-48g9-erfz

Геохимические закономерности распределения водорода в системе «вода–газ» (на примере Арктического сектора Западной Сибири)[1]

Д. А. Новиков[1], Д. О. Дуников[2]

[1] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
[2] Объединенный институт высоких температур РАН, Москва

Аннотация. Детальный анализ распределения газов в системе вода-газ юрско-меловых отложений Арктического сектора Западной Сибири выявил повсеместное преобладание метана с различной вариацией его гомологов, максимум ΣТУ характеризует неокомский комплекс. Установлен тренд роста содержаний водорода с глубиной как в свободном, так и в водорастворенном состоянии, при этом высокие концентрации (>0,5 об. % в первом и 2 об. % во втором случае) следует относить к антропогенным аномалиям, в то время как гелиевая аномалия (0,4–0,9 об. % He) на северо-западном склоне Мессояхской наклонной гряды имеет природный генезис и требует дополнительных исследований.
Ключевые слова: природный водород, гелиевая аномалия, залежи углеводородов, водорастворенные газы, техногенный водород, Арктический сектор Западной Сибири.

Geochemical features of hydrogen distribution in the water-gas system (on the example of the Arctic sector of Western Siberia)

D. A. Novikov[1], D. O. Dunikov[2]

[1] Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
[2] Joint Institute for High Temperatures RAS, Moscow

Abstract. The widespread predominance of methane with various variations of its homologues in the water-gas system of the Jurassic-Cretaceous deposits of the Arctic sector of Western Siberia has been established. The maximum amount of heavy hydrocarbons characterizes the Neocomian complex. A trend of increasing hydrogen content with depth in both free and water-dissolved states has been established. The high concentrations (>0.5 vol. % in the first and 2 vol.% in the second case) of hydrogen should be attributed to anthropogenic anomalies. The helium anomaly (0.4–0.9 vol. % He) on the northwestern slope of the Messoyakha inclined ridge has a natural genesis and requires additional research.
Keywords: natural hydrogen, technogenic hydrogen, helium anomaly, hydrocarbon fields, water-dissolved gases, Arctic sector of Western Siberia.

Водород обладает уникальной миграционной способностью и высокой реакционной активностью. По сути – это полноценный геохимический индикатор, который может рассказать нам о степени зрелости органического вещества, о надежности флюидоупоров и даже о современных путях миграции углеводородов в геологическом разрезе. Он реагирует на малейшие изменения в системе «вода-порода-газ-органическое вещество». Одним из ключевых моментов анализа ретроспективных данных по газовому составу пластовых вод и залежей УВ выступает оценка их достоверности, другими словами разбраковка и оценка качества. Широко известно, что в пределах нефтегазоносных отложений при бурении скважин, соляно-кислотных обработках, при коррозии насосно-компрессорных труб идут процессы образования техногенного водорода, высокие концентрации которого могут без должной проверки интерпретироваться

[1] © Д. А. Новиков, Д. О. Дуников, 2026
Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 26-67-00019, https://rscf.ru/project/26-67-00019/.

как геохимические аномалии. Наиболее полно механизмы образования таких «артефактов» рассмотрены в работах [1-2, 9-14, 16-18].

База данных лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири ИНГГ СО РАН, послужившая основой для настоящего исследования, представлена материалами по более 2200 залежам свободного газа, более 600 газовых шапок нефтяных залежей и более 2200 нефтяным залежам (попутным газам). Геохимическая выборка по водорастворенным газам представлена сведениями по более чем 1000 пробам. Наибольший объем информации приходится на неокомские отложения. Генетический анализ имеющихся данных по составу газов был выполнен традиционными методами, путем анализа общепринятых геохимических коэффициентов: $\Sigma УВ/N_2$ – коэффициент обогащенности углеводородами, $CH_4/\Sigma ТУ$ – коэффициент сухости, C_2H_6/C_3H_8 – коэффициент этанизации и соотношение изомеров бутана $i\text{-}C_4H_{10}/n\text{-}C_4H_{10}$; и отношений: H_2/He, H_2/CH4, $H_2/\Sigma ТУ$, H_2/N_2, N_2/Ar, O_2/N_2. Формула состава газов приведена в виде последовательности индивидуальных газовых компонентов – от наибольшей концентрации к наименьшей, об.%. Ранее, ряд особенностей состава газов залежей углеводородов, рассмотрены нами в работах [6, 15], а геохимии водорастворенных газов в статьях [3-8].

Почти повсеместно в составе газа доминируют метан (90–99 об. %, рис. 1а). Присутствие пропана, бутана и более тяжелых гомологов типично для нефтяных и газоконденсатных залежей. В компонентном составе отсутствует сероводород, а содержание азота обычно не превышает 3 об. %, за исключением отдельных месторождений (Салмановское, Нейтинское и др.), где его доля возрастает до 7–15 об. % (рис. 1б). Средние концентрации CO_2 составляют около 0,6 об. %, а инертных газов (He, Ar) – сотые доли процента. Распределение водорода (H_2) носит довольно сложный характер с его средними концентрациями достигающими до 0,54 об. % в растворенных газах нефтяных залежей нижне-среднеюрского нефтегазоносного комплекса. Ключевым отличительным признаком газов разных типов залежей является концентрация тяжелых углеводородов (C_2H_6+высшие), которая коррелирует с выходом стабильного конденсата.

При сопоставимых долях неуглеводородных газов и стабильном преобладании метана во всех нефтегазоносных комплексах, основные расхождения фиксируются в концентрациях тяжелых углеводородов залежей нефти и газа. Пик содержания гомологов метана приходится на неокомские отложения, тогда как верхнеюрские залежи характеризуются их минимумом. Сравнительный анализ показал, что газы апт-альб-сеноманского комплекса существенно обеднены относительно неокомского: по этану и пропану – более чем в 2 раза, по изомерам бутана и пентана – в 1,5–1,9 раза, а по гексану разрыв достигает более 4 раз. Кроме того, верхние горизонты (апт-альб-сеноман) также отличаются минимальными значениями содержания водорода и инертных газов (He, Ar) на фоне подстилающих нефтегазоносных комплексов. Выявлена тенденция к увеличению концентрации водорода с глубиной, хотя общая картина распределения остается неоднозначной. В настоящее время продолжается обобщение всех имеющихся геохимических материалов по составу залежей углеводородов Арктического сектора Западной Сибири. Зафиксированные в ряде случаев аномальные значения (свыше 0,5 об. %) указывают на необходимость критической оценки достоверности этих аналитических результатов.

В целом, установлены следующие вариации содержания водорода в соответствии с фазовым типом залежей: 1) Средние содержания водорода в составе газовых залежей изменятся от 0,03 до 0,18 об. %, достигая максимума в верхнеюрских отложениях. 2) Средние содержания водорода в составе газоконденсатных залежей варьируют от 0,02 до 0,19 об. %, достигая максимума в нижне-среднеюрских отложениях. 3) Для нефтегазоконденсатных систем средние содержания водорода изменяются от следовых до 0,18 об. %, достигая максимума в нижне-среднеюрском комплексе. 4) В растворенных газах нефтяных залежей средние содержания водорода составляют от 0,02 до 0,54 об. %, достигая максимума также в нижне-среднеюрских отложениях. Максимальные содержания водорода при этом (до 1,76-1,77 об. %) зафиксированы в составе газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей неокомского комплекса.

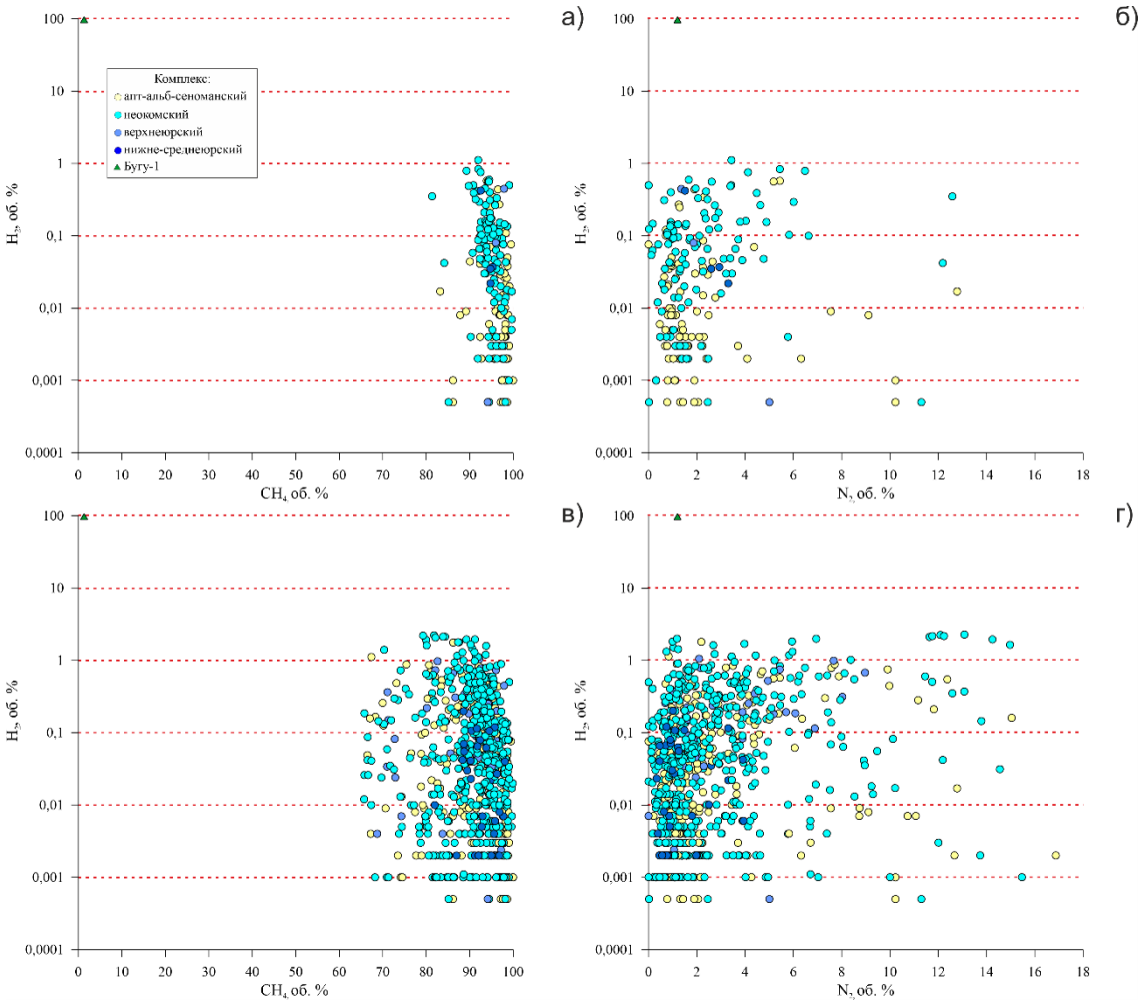


Рисунок 1. Распределение водорода, метана и азота в свободных газах залежей (а, б) и водорастворенных газах (в, г) нефтегазоносных отложений Арктического сектора Западной Сибири

Несмотря на то, что в исследуемом регионе фиксируется инверсионный тип вертикальной гидрогеохимической зональности [5, 11], вертикальная зональность водорастворенных газов (ВРГ) имеет прямой тип. Она выражается в последовательном нарастании средних показателей общей газонасыщенности подземных вод с глубиной: от 0,3 дм^3/дм^3 в верхних горизонтах апт-альб-сеноманского комплекса до 4,6 дм^3/дм^3 в отложениях нижне-среднеюрского водоносного комплекса. По составу ВРГ относятся к метановым, причем концентрации его гомологов закономерно возрастают с глубиной от 2,48 об.% (апт-альб-сеноманский) до 9,53 об.% (нижне-среднеюрский) соответственно (в среднем по комплексам). Согласно классификационной схеме Л.М. Зорькина (1982), по доле тяжелых углеводородов (ΣТУ, об.%) исследуемые ВРГ охватывают всю линейку из четырех классов углеводородной группы: сухие (< 1), тощие (1–3), полужирные (3–5) и жирные (> 5). Наибольшее распространение имеют газы жирного класса, приуроченные главным образом к горизонтам нижне-среднеюрского и неокомского водоносных комплексов.

Вертикальная зональность состава ВРГ во многом определяется палеогидрогеологической историей вмещающих отложений и настоящим распределением залежей углеводородов в юрско-меловом разрезе. Выявлена и локализована гелиевая аномалия на северо-западном склоне Мессояхской наклонной гряды в пределах небольшой территории, ограниченной Аномальной, Турковской, Пеляткинской и Средне-Яровской площадями. Содержания Не в границах зоны отличаются на несколько математических порядков от фоновых значений, типичных для территории исследования, и составляют 0,4-0,9 об.%. Природа аномалии требует дальнейшего детального изучения [11]. Наиболее ярко артефакты по водороду проявлены в составе

ВРГ, что связано с технологией освоения объектов и захватом атмосферного воздуха. С глубиной в составе водорастворенных газов роль водорода увеличивается. Так, в ВРГ апт-альб-сеноманского водоносного комплекса концентрация H_2 варьирует от следовых до 0,89 об.%. В пределах неокомского водоносного комплекса – колеблется от следовых количеств до 2,13 об.% (при среднем значении 0,14 об.%). Подземные воды верхнеюрского водоносного комплекса содержат растворенные газы метанового состава, относящиеся к углеводородному типу, где доля H_2 колеблется от тысячных долей процента до 2,21 об.%. В нижне-среднеюрском водоносном комплексе, по аналогии с вышележащими отложениями юры и мела, установлены ВРГ метанового состава, относящиеся к углеводородной группе. В пределах изучаемой территории резко превалирует жирный класс ВРГ, для которого сумма тяжелых углеводородов (ΣТУ) превышает 5 об.%. Содержание водорода (H_2) меняется от тысячных долей процента до 2,23 об.%.

Список литературы:

1. Булатов А. И., Качмар Ю. Д., Макаренко П. П., Яремийчук Р. Т. Освоение скважин: Справочное пособие. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 473 с.

2. Маркин А. Н., Низамов Р. Э., Суховерхов С. В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.

3. Новиков Д. А. Применение методики поисков залежей углеводородов на основе изучения водно-газовых равновесий // Газовая промышленность. – 2015. – № 3. – С. 12-17.

4. Новиков Д. А. Разведка месторождений нефти и газа в юрско-меловых отложениях п-ова Ямал на основе изучения водно-газовых равновесий // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 4. – С. 16-21.

5. Новиков Д. А. Характер равновесий в системе «вода-газ» на примере юрско-меловых нефтегазоносных отложений Ямало-Карской депрессии // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 8. – С. 1074-1092.

6. Новиков Д. А., Борисов Е. В., Черных А. В., Дульцев Ф. Ф., Бурштейн Л. М. Особенности состава газов залежей углеводородов арктического сектора Западной Сибири // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2020. – № 10 (106). – С. 84-88.

7. Новиков Д. А., Шохин А. Е., Черников А. А., Дульцев Ф. Ф., Черных А. В. Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 70-81.

8. Новиков Д. А., Борисов Е. В. Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов (арктические районы Сибири) // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 4. – С. 2-11.

9. Янин Е. П. Коррозия как источник загрязнения окружающей среды. – М.: НП «АРСО», 2020. – 112 с.

10. Askaria M., Aliofkhazraeia M., Afroukhtehb S. A comprehensive review on internal corrosion and cracking of oil and gas pipelines // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2019. – V. 71. – № 2019. – 102971. – https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102971.

11. Bjornstad B. N., McKinley J. P., Stevens T. O. et al. Generation of Hydrogen Gas as a Result of Drilling Within the Saturated Zone // Ground Water Monitoring & Remediation. – 1994. – V. 14. – № 4. – P. 140-147. – DOI: 10.1111/j.1745-6592.1994.tb00492.x.

12. Davies K., Josse R., Frery E., Esteban L., Keshavarz A., Iglauer S. Distinguishing drilling-induced artifacts from naturally occurring hydrogen in soil gas surveys: Insights from sub-circular depressions // International Journal of Hydrogen Energy. – 2025. – V. 109. – P. 1230-1240. – https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.02.094.

13. El-Meligi A. A., Ismail N. Hydrogen evolution reaction of low carbon steel electrode in hydrochloric acid as a source for hydrogen production // International Journal of Hydrogen Energy. – 2009. – V. 34. – Is. 1. – P. 91-97. – https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.10.026.

14. He H., Li Q., Tang J., Liu P., Zheng H., Zhao F., Guan W., Guo E., Xi C. Study of hydrogen generation from heavy oil gasification based on ramped temperature oxidation experiments // Interna-

tional Journal of Hydrogen Energy. – 2023. – V. 48. – Is. 6. – P. 2161-2170. –https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.095.

15. Novikov D. A., Dultsev F. F., Borisov E. V., Chernykh A. V., Fursenko E. A. Geochemistry and origin of natural gas in the Arctic area of West Siberia // Environmental Earth Sciences. –Ogunlakin N. O., Ogunlakin N. O., Toor I. U., Sorour A. A., Djukic M. B. A critical review of hydrogen-induced cracking (HIC) of API 5L pipeline steel grades in the oil and gas industry // International Journal of Hydrogen Energy. – 2026. – V. 198. – 152669. – https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.152669.

16. Pengg A., Misch D., Tari G., Sachsenhofer R. F. et al. Drilling-induced hydrogen: A challenge for natural hydrogen exploration // International Journal of Hydrogen Energy. – 2025. – V. 149. – 150091. – DOI: 10.1016/j.ijhydene.2025.150091.

17. Plennevaux C., Kittel J., Frégonèse M., Normand B., Ropital F., Grosjean F., Cassagne T. Contribution of CO_2 on hydrogen evolution and hydrogen permeation in low alloy steels exposed to H_2S environment // Electrochemistry Communications. – 2013. – V. 26. – P. 17-20. –https://doi.org/10.1016/j.elecom.2012.10.010.

УДК 553.98
DOI 10.48612/sibprint/nzex-g4ea-effn https://doi.org/10.48612/sibprint/nzex-g4ea-effn

трет-Бутилбензол как возможный новый биомаркер в нефтях, конденсатах и органическом веществе нефтематеринских пород[1]

Н. В. Обласов[1], И. В. Эфтор[1,2], И. В. Гончаров[1,2], С. В. Фадеева[1,2]

[1] ООО «РН-ГИР», Томск
[2] Томский Политехнический Университет

Аннотация. В работе рассматривается относительная концентрация *трет*-бутилбензола в составе C_4-алкилбензолов различных нефтей. Обнаружено значительное его присутствие в нефтях, органическое вещество которых связано с древними материнскими породами. Ранее его присутствие в нефтях исключалось.
Ключевые слова: Нефть, нефтематеринская порода, рифей, венд, палеозой, биомаркеры, *трет*-бутилбензол, C_4-алкилбензолы

tert-Butylbenzene as a possible new biomarker in oils, condensates, and organic matter of source rocks

N. V. Oblasov[1], I. V. Eftor[1,2], I. V. Goncharov[1,2], S. V. Fadeeva[1,2]

[1] «RN-GIR» LLC, Tomsk
[2] Tomsk Polytechnic University

Abstract. This paper examines the relative concentration of tert-butylbenzene among C_4-alkylbenzene isomers in various crude oils. A significant presence of this compound has been discovered in oils whose organic matter is associated with ancient source rocks. Previously, its presence in crude oils was considered negligible or excluded.
Key words: Crude oil, source rock, Riphean, Vendian, Palaezoic, biomarkers, *tert*-butylbenzene, C_4-alkylbenzenes

Содержание C_4-алкилбензолов в большинстве проб нефтей и конденсатов является весьма существенным, а их состав может отражать природу и термическую зрелость исходного органического вещества. Однако, эти компоненты долгое время не имели значительной роли при геохимических исследованиях и широкое их практическое использование обычно было ограниченным из-за неоднозначности сведений об их происхождении.

Недавно была опубликована работа, показывающая большую геохимическую ценность C_4-алкилбензолов при исследовании нефтей и конденсатов [3], из которой можно выделить одну новую особенность. Почти во всех исследованных нами нефтях и конденсатах в составе C_4-алкилбензолов был обнаружен *трет*-бутилбензол. Этот результат противоречит более ранним исследованиям, которые исключали его присутствие в природных нефтяных системах из-за предполагаемой структурной несовместимости этого соединения с биологическим органическим веществом. Тем не менее, наши анализы демонстрируют его повсеместное присутствие с различной концентрацией вплоть до 6.6% относительно содержания всех C_4-алкилбензолов (рис. 1).

Наиболее высокие концентрации *трет*-бутилбензола обнаружены в нефтях Байкитской антеклизы (Куюмбинское и Юрубчено-Тохомское месторождения: 0.9–6.6%), Балтийской синеклизе (Красноборское, Ладушкинское, Д-6-Южное и Д-33 месторождения: 0.6–0.8%) и отдельных алжирских месторождений (Мездар М-1, Эль-Агреб Ар-17, Хасси Мессауд Ом-1, Эль-Гасси Цс-5: 0.3–1.2%). В Западной Сибири самые высокие концентрации наблюдаются в палеозойских нефтях и конденсатах Котыгъеганского (2.5–2.7%) и Еллей-Игайского место-

[1] © Н. В. Обласов, И. В. Эфтор, И. В. Гончаров, С. В. Фадеева, 2026

рождений (1.5–1.6%), в то время как в других проанализированных образцах концентрации, как правило, остаются ниже 0.5% отн.

Залежи с повышенными концентрациями *трет*-бутилбензола имеют общую геологическую характеристику – древний возраст отложений предполагаемых материнских пород (рис. 1). Для нефтей из рифейского разреза Сибирской платформы вероятные материнские породы относятся к верхнему рифею. Нефти Балтийской синеклизы, по–видимому, происходят из ордовикско-силурийских и, возможно, кембрийских материнских пород. Алжирские нефти коррелируют с силурийско–девонскими залежами, в то время как происхождение доюрских флюидов Западной Сибири остается неопределенным.

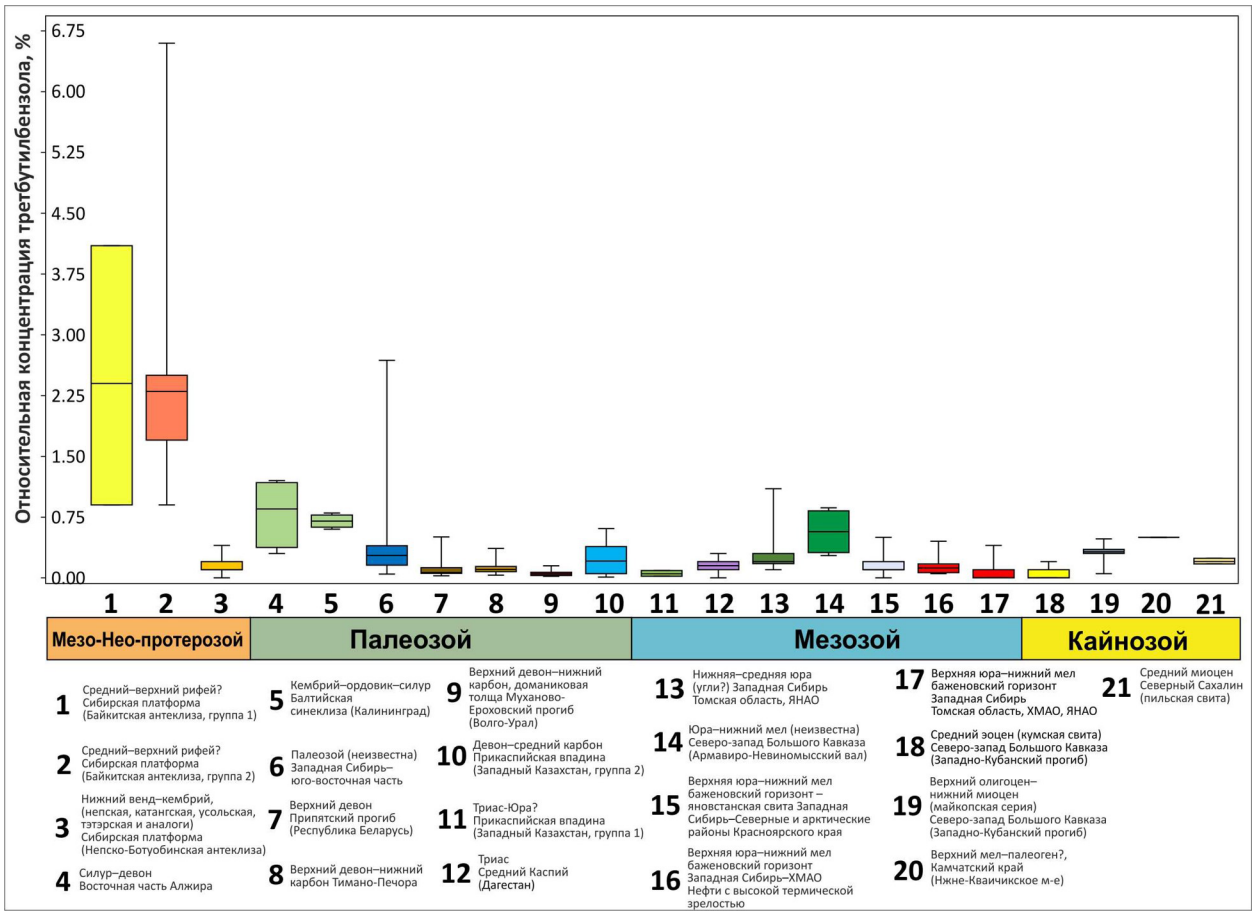


Рисунок 1. Диаграмма изменения относительного содержания *трет*-бутилбензола в нефтях от мезо-неопротерозоя до кайнозоя [3]

Повышенные концентрации *трет*-бутилбензола в нефтях потенциально могут быть связаны либо со специфическими биологическими предшественниками, либо с уникальными условиями осадконакопления, которые еще предстоит полностью познать. Сначала *трет*-бутильные заместители считали нетипичными для природных биологических систем, однако в ходе более поздних исследований в живых организмах было обнаружено более 200 природных соединений, содержащие *трет*-бутил [2]. Например, 2,4-ди-*трет*-бутилфенол и его структурные аналоги обнаружены в 169 видах бактерий, грибов, диатомовых водорослей, печеночников, птеридофитов, голосеменных, двудольных, однодольных растений и животных. В ходе недавних исследований из морских донных отложений был выделен штамм бактерий Pseudomonas, который биосинтезирует 2,4-ди-*трет*-бутилфенол [6], вероятно, используя его в качестве противомикробного защитного механизма. Также известно, что это соединение обнаруживалось в составе экстрактов из некоторых зелёных, бурых и красных водорослей [5, 1, 4]. Это открытие позволяет предположить, что бензольные структуры с одной или несколькими *трет*-бутильными группами могли быть аналогичным образом синтезированы древними бак-

териями или водорослями в морских осадках, что потенциально может объяснять их последующее появление в нефтяных системах.

Список литературы

1. Aravinth A., Perumal P., Rajaram R., Dhanasundaram S., Narayanan M., Maharaja S., Manikumar A. Isolation and characterization of 2, 4-di-tert-butyl phenol from the brown seaweed, Dictyota ciliolata and assessment of its anti-oxidant and anticancer characteristics // Biocatal. Agric. Biotechnol, 2023, № 54.

2. Dembitsky V.M. Natural neo acids and neo alkanes: their analogs and derivatives // Lipids, 2006, № 41, P. 309–340.

3. Oblasov N.V., Eftor I.V., Goncharov I.V., Fadeeva S.V. Composition and distributional patterns of C3- and C4-alkylbenzenes in oils and source rocks from Meso–Neoproterozoic to Cenozoic // Organic Geochemistry, 2025, № 210.

4. Sernita S.S., Soekamto N.H. (2023) Identification of secondary metabolites, antioxidant potential, total phenolic and flavonoids of three red algae from Hari Island waters, Southeast Sulawesi, Indonesia // AIP Conf Proc, 2023, P. 1–5.

5. Vahdati S.N., Lashkari A., Navasatli S.A., Ardestani S.K., Safavi M. (2022)Butylated hydroxyl-toluene, 2,4-Di-tert-butylphenol, and phytol of Chlorella sp. protect the PC12 cell line against H(2)O(2)-induced neurotoxicity // Biomed Pharmacother, 2022, № 145.

6. Velusamy, P., Jeyanthi, V., Pachaiappan, R., Anbu, P., Gopinath, S.C.B.. Secretion of 2,4-di-tert-butylphenol by a new Pseudomonas strain SBMCH11: a tert-butyl substituted phenolic compound displayed antibacterial efficacy. Results in Chemistry, 2024, № 8.

УДК 665.613:547.83
DOI 10.48612/sibprint/11tf-h55a-8m2m https://doi.org/10.48612/sibprint/11tf-h55a-8m2m

Состав соединений, окклюдированных асфальтенами нефтей различной химической природы [1]

Д. В. Остапенко, Т. В. Чешкова

Институт химии нефти СО РАН, Томск

Аннотация. С использованием системы H_2O_2/CH_3COOH исследованы соединения, окклюдированные асфальтенами нефтей метанового, метано-нафтенового, нафтенового, нафтено-ароматического и ароматического типов. Наибольшим выходом окклюдированных соединений характеризуются асфальтены нефтей нафтенового и нафтено-ароматического типов. Среди соединений, окклюдированных асфальтенами нефтей всех типов, присутствуют нормальные и изопреноидные алканы и метиловые эфиры карбоновых кислот. Среди соединений, окклюдированных асфальтенами нефтей метанового, метано-нафтенового и нафтено-ароматического типа, идентифицированы н-алкены. Расчет геохимических показателей свидетельствует, что процессы окклюзии происходили в различных условиях осадконакопления.
Ключевые слова: асфальтены, окислительная деструкция, пероксид водорода, уксусная кислота, окклюдированные соединения.

Composition of occluded asphaltene compounds of oils of various chemical nature

D. V. Ostapenko, T. V. Cheshkova

Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, Tomsk

Abstract. Using the H_2O_2/CH_3COOH system, compounds occluded by asphaltenes of methane, methane-naphthenic, naphthenic, naphthenic-aromatic, and aromatic oils were studied. Asphaltenes of naphthenic and naphthenic-aromatic oils have the highest yield of occluded compounds. Normal and isoprenoid alkanes and methyl esters of carboxylic acids are present among the compounds occluded by asphaltenes of all types of oils. Among the compounds occluded by asphaltenes of methane and methane-naphthenic type, n-alkenes have been identified. The calculation of geochemical indicators indicates that the occlusion processes occurred under various sedimentation conditions.
Keywords: asphaltenes, oxidative degradation, hydrogen peroxide, acetic acid, occluded compounds.

Введение. Асфальтены это наиболее полярная, высокомолекулярная фракция нефтяной дисперсной системы (НДС). Они имеют сложную молекулярную и надмолекулярную структуры и являются их основным структурирующим компонентом. Современные представления о надмолекулярной организации асфальтенов подразумевают формирование квазикристаллических пачечных структур, в межслоевых пространствах и полых ячейках которых могут механически захватываться низкомолекулярные соединения. Такие соединения, получившие название окклюдированных (захваченных), защищены от внешних химических и микробиологических воздействий. Это делает их ценными геохимическими маркерами, сохраняющими информацию об условиях осадконакопления органического вещества (ОВ), путях миграции нефти и стадиях её преобразования [1, 2]. Информация о соединениях, окклюдированных асфальтенами нефтей, в частности нефтей различной химической природы, ограничена.

В данной работе приведены результаты исследования соединений, окклюдированных асфальтенами нефтей разного химического типа с использованием метода окисления перекисью водорода в среде уксусной кислоты, который позволяет выделить окклюдированные соединения практически в нативном виде.

[1] © Д. В. Остапенко, Т. В. Чешкова, 2026
Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР 121031200185-6.).

Объекты и методы исследования. Объекты исследования – асфальтены, выделенные из нефтей Крапивинского, Нурлатского, Ашальчинского, Русского, Усинского и Новопортовского месторождений. Нефти этих месторождений относятся к метановому, метано-нафтеновому, нафтеновому, нафтено-ароматическому и ароматическому типов, соответственно.

Методика подготовки образцов включает стадии осаждения асфальтенов 40–кратным избытком н-гексана, экстракцию полученных осадков н-гексаном для удаления соосажденных мальтенов и последующую экстракцию осадков горячим ацетоном для удаления адсорбированных соединений [3].

Окисление проводили 30%-м раствором H_2O_2 в ледяной CH_3COOH при 25 °С в течение 24 ч. Гексанорастворимую фракцию метилировали по методике, описанной в работе [3] и анализировали методом ГХ-МС.

Результаты и обсуждение. Установлено, что выход окклюдированных соединений (ОС) варьирует в зависимости от типа нефти. Максимальным содержанием ОС характеризуются асфальтены (А) нефтей нафтенового (5,77 мас. %) и нафтено-ароматического типов, наименьшим их количеством – А метано-нафтеновой нефти Ашальчинского (2,65 мас. %) и метановой нефти Крапивинского месторождений.

По данным ГХ-МС анализа среди окклюдированных соединений всех исследуемых А присутствуют насыщенные УВ и гетероорганические соединения.

Во всех случаях в составе насыщенных УВ идентифицированы н-алканы, гопаны и стераны. Для н-алканов (рис.1), окклюдированных А нефтей метанового и нафтенового типов, наблюдается мономодальное молекулярно-массовое (ММ) распределение с максимумом на C_{22}, для остальных типов нефтей – бимодальное ММ распределение с максимумами на C_{16} и C_{18} и C_{22} и C_{25}. В составе УВ, окклюдированных А всех типов нефтей, также присутствуют изопреноидные алканы – пристан и фитан (Pr и Ph), а в составе УВ, окклюдированных А только метанового и метано-нафтенового типа нефтей – н-алкены с четным числом атомов углерода в цепи состава C_{16}, C_{18}, C_{20}, C_{22}.

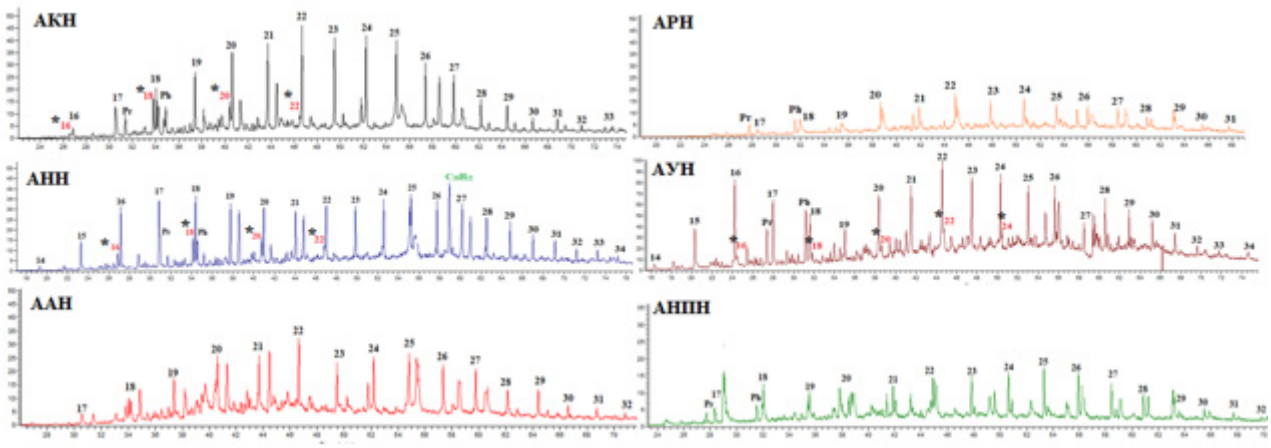


Рисунок 1. Масс-хроматограммы н-алканов (m/z 71) соединений, окклюдированных асфальтенами

Условные обозначения: АКН – метановая, АНН, ААН – метано-нафтеновые, АРН – нафтеновая, АУН – нафтено-ароматическая и АНПН – ароматическая нефти; * – н-алкены.

Гопаны, окклюдированные А всех типов нефтей, представлены гомологическим рядом от C_{27} до C_{35}, а стераны – холестанами (C_{27}), метилхолестанами (C_{28}) и этилхолестанами (C_{29}).

Количественные соотношения изопреноидных алканов, идентифицированных стеранов и гопанов были использованы для расчета геохимических коэффициентов, характеризующих процессы образования и условия существования ОВ и нефтяных залежей.

Согласно данным, приведенным в табл. 1, величина соотношения пристана к фитану максимальна для соединений, окклюдированных А метано-нафтенового типа Нурлатского месторождения. Ее значение, равное 2,2, свидетельствует, что окклюзия УВ асфальтенами дан-

ной нефти происходила в окислительных условиях осадконакопления, а окклюзия УВ асфальтенами нефтей других химических типов – в восстановительных условиях осадконакопления.

Отношение триснорнеогопана (Ts) к трисноргопану (Tm) для соединений, окклюдированных А метано-нафтеновой (АНН), нафтеновой (АРН) и нафтено-ароматической (АУН) нефтей <1, может свидетельствовать, что окклюзия насыщенных УВ происходила на более ранних стадиях накопления исходного ОВ, чем окклюзия асфальтенами метановой (АКН), метано-нафтеновой (ААН) и ароматической (АНПН) нефтей.

Более высокие значения отношения геостерана к сумме гео- и биостерана, характеризующее степень термической зрелости, для соединений, окклюдированных А метановой (АКН), нафтеновой (АРН) и ароматической (АНПН) нефтей могут свидетельствовать, что окклюзия УВ в структуру А этих нефтей произошла на более поздних стадиях преобразования ОВ [4,5].

Таблица 1. Геохимические показатели окклюдированных соединений

Соединения, окклюдированные асфальтенами нефтей	Тип нефти	Pr/Ph	Ts/Tm	К термической зрелости $C_{29}\alpha\beta\beta/(C_{29}\alpha\beta\beta+C_{29}\,\alpha\alpha\alpha)$
АКН	м	0,46	1,45	2,43
АНН	м-н	2,20	0,94	1,56
ААН	м-н	0,31	1,11	1,89
АРН	н	0,72	0,56	2,52
АУН	н-а	0,75	0,86	1,33
АНПН	а	0,91	1,78	4,20

Примечание: АКН, АНН, ААН, АРН, АУН, АНПН – асфальтены крапивинской, нурлатской, ашальчинской, русской, усинской и новопортовской нефтей; м, м-н, н, н-а и а – метановый, метано-нафтеновый, – нафтеновый, нафтено-ароматический и ароматический тип нефти.

В составе гетероорганических соединений, окклюдированных А всех типов нефтей, идентифицированы метиловые эфиры карбоновых кислот. Они представлены гомологическим рядом от C_{12} до C_{32}, с максимальным содержанием во всех случаях гомологов C_{17} и C_{19}. Преобладание метиловых эфиров пальмитиновой и стеариновой кислот может свидетельствовать о значительном вкладе жиров морских или озерных организмов (планктон или водоросли) в формирование ОВ нефтей [5]. Нельзя исключать также, что метиловые эфиры могли образоваться при метилировании н-алкановых кислот, захваченных асфальтенами на ранней стадии формирования их структуры.

Особенностью А нефтей метанового, нафтено-ароматического и ароматического типов является наличие в составе окклюдированных соединений ароматических УВ. В А нефтей метанового и нафтено-ароматического типов они представлены гомологическом рядом н-алкилбензолов состава $C_{16} – C_{26}$ и $C_{14} – C_{24}$, соответственно, а в А нефтей нафтено-ароматического и ароматического типов – о-, п- и м-терфенилами. Также в составе А нефти нафтено-ароматического типа дополнительно идентифицированы н-алкилдиметилбензолы, н-алкилтриметилбензолы и фенилалканы.

Заключение. С использованием окислительной системы перекись водорода – уксусная кислота проведено сравнительное исследование состава соединений, окклюдированных асфальтенами нефтей различного химического типа (метанового, метано-нафтенового, нафтенового, нафтено-ароматического и ароматического).

Показано, что содержание окклюдированных соединений в макроструктуре асфальтенов зависит от химического типа нефти: максимальные значения характерны для асфальтенов нефтей нафтенового и нафтено-ароматического типов, минимальные – для асфальтенов нефтей метанового и метано-нафтенового типов. В составе соединений, окклюдированных асфальтенами нефтей всех химических типов, присутствуют алканы нормального и изопреноидного строения, терпаны, стераны и метиловые эфиры карбоновых кислот. Особенностью А нафтено-ароматической нефти является наличие окклюдированных ароматических УВ, представленных н-алкилметилбензолами, н-алкилдиметилбензолами, н-алкилтриметилбензолами

и фенилалканами, а А нефтей метанового и метано-нафтеновых типов – окклюдированных н-алк-1-енов с четным числом атомов углерода. Расчет геохимических показателей свидетельствует, что окклюзия преимущественно реализовывалась в восстановительных условиях осадконакопления. Для А нафтеновой (АРН) и метано-нафтеновой (АНН) нефтей процесс окклюзии происходил на более ранних этапах преобразования органического вещества, чем для А метано-нафтеновой (ААН) и ароматической нефтей (АНПН). А более высокие значения степени термической зрелости, для соединений, окклюдированных А метановой (АКН), нафтеновой (АРН) и ароматической (АНПН) нефтей могут свидетельствовать, что окклюзия УВ в структуру А этих нефтей произошла на более поздних стадиях преобразования ОВ.

Список литературы:

1. Snowdon L.R., Volkman J.K., Zhang Z., Tao G., Liu P. The organic geochemistry of asphaltenes and occluded biomarkers // Organic Geochemistry. 2016. Vol. 91. P. 3–15..

2. Ganeeva Y.M., Barskaya E.E., Okhotnikova E.S., Yusupova T.N. Features of the Composition of Compounds Trapped in Asphaltenes of Oils and Bitumens of the Bavly Oil Field // Energy & Fuels. 2021. Vol. 35, No. 3. P. 2493–2505.

3. Чешкова Т.В., Остапенко Д.В., Сагаченко Т.А., Мин Р.С. Соединения, окклюдированные асфальтенами тяжелых нефтей // Химия в интересах устойчивого развития. 2024. Т. 32, № 2. С. 174–1805.

4. Kashirtsev V.A. Hydrocarbons occluded by asphaltenes // Russian Geology and Geophysics. 2018. Vol. 59, No. 8. P. 975–982.

5. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салменов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М., Недра, 1975, 680 с.

УДК 553.98: 551.86
DOI 10.48612/sibprint/zhbk-14fp-xfn4 https://doi.org/10.48612/sibprint/zhbk-14fp-xfn4

Палеогеографические условия формирования нефтегазоносных горизонтов нижней юры Вилюйской НГО[1]

К. А. Павлова

Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск

Аннотация. На основе карт мощностей, анализа условий осадконакопления и обобщения опубликованных материалов сделана более детальная интерпретация палеогеографических обстановок формирования нижнеюрских отложений Вилюйской НГО. Уточнено положение береговой линии, выделены вероятные зоны, представляющие потенциальный интерес для поиска и разведки неструктурных ловушек.
Ключевые слова: палеогеография, юра, дельта, конус выноса, продуктивные пласты, неструктурная ловушка.

Paleogeographical conditions of the formation of the Lower Jurassic oil-and-gas-bearing horizons of the Vilyui oil and gas region

K. A. Pavlova

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakutsk

Abstract. Based on capacity maps, analysis of sedimentation conditions, and synthesis of published materials, a more detailed interpretation of the paleogeographic settings of the formation of the Lower Jurassic deposits of the Vilyui oil and gas region has been carried out. The position of the paleoshoreline has been clarified, and probable zones of potential interest for the search and exploration of non-structural traps have been identified.
Keywords: paleogeography, Jurassic, delta, scour cone, productive layers, non-structural trap.

Введение. Вилюйская нефтегазоносная область (НГО) играет критически важную роль в обеспечении энергетических потребностей Якутии, где нижнеюрские отложения формируют природный резервуар, состоящий из кызылсырского коллектора и сунтарского флюидоупора. Продуктивные пласты ранней юры (J_1-I и J_1-II) в пределах рассматриваемой территории характеризуются хорошими емкостно-фильтрационными свойствами (ФЕС). В породах-коллекторах этих нефтегазоносных горизонтов установлена промышленная газоносность. Залежи успешно разрабатываются на газоконденсатных месторождениях Хапчагайского мегавала, что значительно увеличивает потенциал для проведения нефтегазопоисковых работ и полностью соответствует приоритетным геологическим задачам региона. Однако, геологическая разведка в Вилюйской НГО достигла стадии, близкой к исчерпанию потенциала структурных ловушек [1]. Поэтому дальнейшее расширение ресурсной базы региона напрямую зависит от проведения геолого-геофизических исследований, направленных на обнаружение и разведку неантиклинальных ловушек. В настоящее время неравномерная изученность территории Вилюйской НГО препятствует эффективному выделению таких неструктурных объектов сейсморазведкой. В связи с этим при их поиске ключевую роль играют палеогеографические реконструкции, которые дают возможность восстановить историю формирования осадочных бассейнов и выявить условия, благоприятные для образования ловушек углеводородов (УВ), не связанных со складчатыми структурами.

Палеогеографические и литолого-седиментологические исследования нижнеюрских отложений Вилюйской НГО проводились многими научными коллективами [2, 3, 4, 5, 6, 7 и др.]

[1] © К. А Павлова, 2026
Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации №125020301277-6

Целью исследований является реконструкция палеогеографических обстановок для уточнения условий формирования нижнеюрских продуктивных пластов Вилюйской НГО на основе обобщения имеющихся фондовых и опубликованных материалов, анализа условий осадконакопления и литолого-фациальных характеристик пород.

Геттанг-плинсбахский период был временем относительного тектонического покоя, сокращения и пенепленизации площади питающих провинций. Теплый и влажный климат ранней юры способствовал формированию обширной аллювиальной равнины Палеовилюя и Палеоалдана, служивших основным источником терригенного материала [2, 3, 4, 7]. Отложения, накопившиеся в это время, отражают латеральную смену палеообстановок с запада на восток: от континентальных к прибрежно-морским и далее к морским.

В геттанг-раннеплинсбахское время в пределах рассматриваемой территории осадконакопление осуществлялось в заливе эпиконтинентального моря с активным формированием дельтовых систем Палеовилюя и Палеоалдана [2, 4]. Надводные части систем разделялись Баппагайским палеоподнятием. Западная часть внутреннего шельфа характеризовалась крайне подвижной береговой линией. Частые регрессии отодвигали её до западного склона Хапчагайского палеоуступа [4]. Субаэральные отложения дельты Палеовилюя алевро-глинисто-песчаного состава охарактеризованы в разрезе Быраканской скважины, а субаквальные толщи алевро-глинисто-песчаной и глинисто-алевро-песчаной литофаций, примыкающие к западному внешнему краю надводной дельты, представляют верхнюю часть подводного берегового склона [5, 6]. Образования авандельты представлены терригенными породами кысылсырской свиты, сложенной песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Мощность в скважинах варьирует от 135 до 370 м. Анализ толщин кызылсырской свиты по увеличению интенсивности осадконакопления показал северо-восточное направление погружения (в сторону Предверхоянского НГО). Максимальные значения мощности соответствуют отрицательным палеоструктурам, и наоборот, минимальные значения толщин отмечаются в пределах древних приподнятых зон.

В южной части Вилюйской НГО, несмотря на теоретические предпосылки распространения в данном регионе отложений надводной и подводной дельт, достоверная информация об их распространении в настоящее время отсутствует.

В переходной зоне (продельте), расположенной на переднем крае прогрессирующих дельт Палеовилюя и Палеоалдана, образовались наиболее интенсивные мутьевые потоки, транспортировавшие обломочный материал на значительные расстояния от берега [2]. На нижней части этого подводного палеосклона формировались дельтовые конусы выноса. Отложения этого типа, представленные алевро-глинисто-песчаным и песчано-алевро-глинистым составом, выявлены в сводном разрезе Усть-Вилюйского газоконденсатного месторождения [5, 6]. Такие же комплексы, приуроченные к границам авандельты и продельты, могут локализоваться на северной и южной (юго-восточный склон Лунгхинско-Келинской впадины) прибортовых частях Вилюйской НГО.

В геттанг-плинсбахское время на севере рассматриваемой территории, где расположены скв. Приленская-1 и Алысардахская-2480, формировались отложения морского генезиса.

В раннепозднеплинсбахский период наблюдается масштабная трансгрессия, превосходящая по своим размерам геттангскую, что привело к более широкому распространению отложений данного возраста [4]. Палеогеографическая картина этого времени характеризуется распространением мелководного открытого моря с участием подводных русел на ранее существовавшей дельтовой платформе [3]. В районе Баппагайской палеовозвышенности происходит затапливание наиболее погруженных частей региона. Согласно данным седиментологического анализа керна скважины 1, пробуренной на Хапчагайском поднятии, свидетельствует о континентальном генезисе пласта J_1-I [8].

В раннем тоаре произошла самая крупная в юре трансгрессия моря [3, 4]. Это время характеризуется наличием обширной аллювиальной равнины на юго-западе, а на ранее сфор-

мированной дельтовой платформе установилось мелководное открытое море с участием подводных русел и возвышенностей.

Выполненные палеогеографические реконструкции в пределах рассматриваемой территории выявили, что терригенные отложения нижней юры сформировались в следующих палеогеографических областях (с запада на восток): озерно-аллювиальной равнине, прибрежной равнине, временами заливаемой морем (субаквальная дельта, прибрежно-морская равнина), морском мелководье (авандельта, продельта). Распространение образований дельтовых систем происходило при низком уровне моря.

Заключение. В результате комплексного анализа имеющихся сведений по обстановке осадконакопления, литолого-фациальных характеристик пород, а также построения карт мощностей по скважинным данным были выполнены палеогеографические реконструкции. Эти построения позволили уточнить условия формирования нижнеюрских отложений, положение береговой линии и определить вероятные зоны, представляющие потенциальный интерес для выявления неструктурных ловушек. Формирование залежей УВ, не связанных с антиклинальными складками, часто ассоциируется с границами различных седиментационных обстановок и областями литофациальных замещений [5]. На юго-западной прибортовой части области в пределах субаэральной дельты неактиклинальные ловушки могут локализоваться в песчаных коллекторах кызылсырской свиты в руслах рек и прирусловых валах. Наиболее интересны зоны субаквальных дельт, а также области на стыке авандельты и продельты, в частности, южная (юго-восточный склон Лунгхинско-Келинской впадины) и северная прибортовые части Вилюйской НГО.

Список литературы:

1. Ситников В.С., Алексеев Н.Н., Павлова К.А., А.В. Погодаев, М.И. Слепацова. Новейший прогноз и актуализация освоения нефтегазовых объектов Вилюйской синеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2017, т. 4, № 1. [Электронный ресурс]. URL: http://www.ngtp.ru/rub/6/9_2017.pdf.

2. Князев В.Г., Девятов В.П., Шурыгин Б.Н. Стратиграфия и палеогеография ранней юры востока Сибирской платформы. Якутск, 1991, 100 с.

3. Девятов В.П., Никитенко Б.Л., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Сибири в юрском периоде на этапах основных перестроек // Новости палеонтологии и стратиграфии. Приложение к журналу «Геология и геофизика», 2011, вып.16-17, с. 87–101.

4. Гриненко В.С., Князев В.Г., Девятов В.П. Палеогеография позднего триаса и юры востока Сибирской платформы и складчатого обрамления // Вестник Госкомгеологии, 2012, № 1(11), с. 61–77.

5. Карнюшина Е.Е., Жукова Е.В. Обстановки осадконакопления нижнеюрско-ааленского природного резервуара Вилюйской синеклизы // Вестн. Моск. ун-та, сер. 4, Геология, 2013, № 1, с. 35–42.

6. Жукова Е.В. Циклы юрской седиментации и формирование природных резервуаров Вилюйской синеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014, т. 9, № 1. [Электронный ресурс]. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/2_2014.pdf.

7. Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И. и др. Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородный системы Лено-Вилюйского нефтегазоносного бассейна // Георесурсы, 2019, т. 21, № 2, с. 13–30.

8. Делиу Е.А, Таскаева Е.В. Комплексный анализ строения нижнеюрского пласта J1-I в пределах Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы // Вестник геонаук, 2026, 1(373), с. 3–13.

УДК 553.98
DOI 10.48612/sibprint/kx6f-eed9-ux1b https://doi.org/10.48612/sibprint/kx6f-eed9-ux1b

Модель распространения нефтегазопроизводивших и содержащих нафтиды пород в разрезе кембрия Чекуровской антиклинали (обрамление Сибирской платформы)[1]

Т. М. Парфенова

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

Аннотация. Установлены характерные особенности состава пород, распределения органического вещества, геохимические признаки стратификации в разрезе кембрия Чекуровской антиклинали. Предложены критерии для реконструкции изменения обстановок седиментации и биологических сообществ морских бассейнов, оценки катагенеза органического вещества и нафтидов, выявления связей между нефтегазопроизводившими отложениями и нафтидами.
Ключевые слова: рассеянное органическое вещество, битум, катагенез, миграция, кембрий, обрамление Сибирской платформы

Model of the distribution of source and naphthide-containing rocks in the Cambrian section of the Chekurovka anticline (framing of the Siberian Platform)

T. M. Parfenova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. Characteristic features of rock composition, organic matter distribution, and geochemical signatures of stratification in the Cambrian section of the Chekurovka anticline have been established. Some criteria for reconstructing changes in sedimentation environments and biological communities in marine basins, assessing the catagenesis of organic matter and naphthides, and identifying relationships between oil-and-gas-producing sediments and naphthides are proposed.
Keywords: dispersed organic matter, bitumen, catagenesis, migration, Cambrian, framing of the Siberian platform

Введение. Геолого-геофизические и геохимические исследования Восточной Сибири XX века показали, что на территории Сибирской платформы и ее окраинах в раннем, среднем и позднем кембрии накапливались сотни и тысячи метров морских осадков. Они сформировали мощные перспективные для аккумуляции нефти и газа резервуары. Благодаря высокой биологической продуктивности и восстановительным условиям в кембрийском периоде были образованы обогащенные органическим веществом (ОВ) глинистые, карбонатные и кремневые илы [1-3]. Изучение литологии, стратиграфии, геохимии пород и ОВ, палеогеографии черносланцевых отложений позволило установить, что региональное распространение имеют углеродистые породы куонамского комплекса нижнего и среднего кембрия, менее широкое – породы среднего и верхнего кембрия [2, 4].

Естественные выходы отложений верхнего протерозоя и фанерозоя наблюдаются в системе Хараулахских гор Северного Верхоянья [5-6]. Систематическое геолого-геохимическое исследование потенциально нефтегазопроизводивших толщ и нафтидов этих отложений было начато в 1950-80 гг. [2], С.Ф. Бахтуров (1987), В.А. Каширцев (1988). В 2009 году сотрудники ИНГГ СО РАН, включая автора, проводили изучение разрезов верхнего протерозоя и палеозоя на обнажениях левого берега р. Лена вблизи поселка Чекуровка. Выполнены полевое изучение разреза и пород, отбор проб из хараютэхской (венд), тюсэрской, сэктэнской, маяктахской и огоньорской (кембрий) свит для изучения органической геохимии и геохимии минерального вещества. Ряд результатов исследования венд-кембрийских отложений опубликованы в 2015-2025 гг. Цель настоящей работы – установить характерные особенности состава и распределе-

[1] © Т. М. Парфенова, 2026
Работа выполнена при финансовой поддержке проекта НИР № FWZZ-2026-0043

ния ОВ, распространение нефтегазопроизводивших и содержащих нафтиды пород, геохимические признаки стратификации в разрезе кембрия Чекуровской антиклинали и формирования потенциальных нефтегазовых систем в арктических районах северо-востока Сибирской платформы и ее обрамления. Коллекция: осадочные породы (103 обр.), кальцитовые жилы (7 обр.). В лаборатории геохимии нефти и газа с использованием оборудования ЦКП «ГЕОС» ИНГГ СО РАН определены содержания нерастворимого остатка (НО, бескарбонатное вещество), органического углерода ($C_{орг}$), хлороформенного битумоида ($b_{хл}$) в породах, групповой состав битумоида. Проведено изучение углеводородов (УВ) и ароматических соединений метано-нафтеновых (Ме) и нафтено-ароматических (Ar) фракций битумоидов, соответственно. В ЦКП ИГМ СО РАН выполнен анализ форм железа и серы, содержания CO_2.

Результаты и обсуждение.

О границе венда и кембрия. На хараютэхских отложениях венда залегает тюсэрская свита нижнего кембрия. Тюсэрские песчаники в основании свиты насыщены битумом. На них залегают конгломераты, сложенные гальками порфиров. Установлено, что U-Pb возраст цирконов из галек составляет по одним данным 534,6±0,4 млн лет, по другим – 525,6±3,9…537,0±4,2 млн лет [7]. Дискуссионным остается вопрос о перерыве в осадконакоплении на рубеже венда и кембрия. В одних работах сделан вывод, что породы кембрия перекрывают вендские отложения со стратиграфическим и угловым несогласием [5], Б.Р. Шпунт и др. (1982), S.M. Pelechaty et al. (1996), А.В. Прокопьев и др. (2016). В других показано, что в разрезах хребта Туора-Сис контакт тюсэрской свиты с подстилающими породами хараютэхской свиты согласный [6]. Наши наблюдения показали, что в устье ручья Бискеебит в кровле хараютэхской свиты распространены линзы песчаников (мощностью до 1-2 см, длиной до 10-15 см). Их внешний облик близок песчаникам базального горизонта тюсэрской свиты [7]. Расположение линз песчаников в белых известняках параллельно напластованию позволяет предположить, что перерыва в осадконакоплении не было.

Основные литолого-геохимические характеристики пород и ОВ по свитам.

В песчаниках основания тюсэрской свиты нижнего кембрия содержание НО в породах равно 74-94%, $C_{орг}$ – 0,07-0,61%, $b_{хл}$ – 0,008-0,03%. В них наблюдается пластовое скопление черных битумов. Содержание фракций Ме и Ar изменяются в пределах 8-31% и 4-45%, соответственно. Среди УВ в низких содержаниях присутствуют 12- и 13-монометилалканы. Соотношения гопанов Ts/Tm – от 0,6 до 2, гомогопанов C_{35}/C_{34} – от 0,6 до 0,8, стеранов C_{29}/C_{27} – от 0,9 до 1,3, (стераны + прегнаны)/ терпаны – от 0,2 до 0,4. Битумы песчаников биодеградированы. Они содержат деметилированные трицикланы и гопаны. Исследование фенантренов показало, что значения метилфенантенового индекса (МФИ=(2MP+3MP)/(1MP+9MP) (по А.А. Петрову (1984)) ~ 0,8-1,8, MPI-1 1,5*(2MP+3MP)/(P+1MP+9MP) (по M. Radke (1983)) ~ 1,2-2,1, расчетного R^o (R^o=0.60*MPI-1+0.40) ~ 1,1-1,6. Катагенез ОВ – $МК_2$-$МК_3^1$ по шкале А.Э. Конторовича. Близкие значения отмечены для углеродистых пород средней подсвиты хараютэхской свиты [7] На битуминозных песчаниках залегают косослоистые, полосчатые песчаники, далее красно-коричневые (~ 16 м). Их перекрывают гравелиты (~ 6 м). Выше по разрезу напластование осадочных пород нарушено силлом долерита (~ 30 м). На нем залегают известняки. Их цвет меняется от зеленовато-красноватого до серого и темно-серого от подошвы к кровле. Содержание НО в них равно 6-14%, $C_{орг}$ – 0,03-0,14%, $b_{хл}$ – 0,002-0,04%. В большинстве проб установлено присутствие серы ($S_{общ}$) и оксидов железа ($Fe_2O_{3\ общ}$). Содержание $S_{общ}$ равно 0,01-0,14%, $Fe_2O_{3общ}$ – 0,24-0,55% в породах. Рассчитано отношение Fe пиритного к $C_{орг}$. Значения $Fe_{пир}/C_{орг}$ изменяются от 0,06 до 3,9. Содержание фракций Ме и Ar лежат в интервале 31-68% и 3-7%, соответственно. На хроматограммах Ме видны аномально высокие пики 12- и 13-монометилалканов. Соотношения стеранов C_{29}/C_{27} лежат в пределах 0,9-2,6, (стераны + прегнаны)/ терпаны – 0,04 до 0,4. Значения МФИ ~ 0.9, MPI-1 ~ 1.4, $R^o_{\ MPI-1}$ ~ 1,2. Горизонтальное залегание известняков нарушают кальцитовые жилы, часто заполненные битумом. В них концентрации НО равны 1-12%, $C_{орг}$ – 0,08-1,38%, $b_{хл}$ – 0,002-0,23%. Содержание Ме фракций – 59-65%, Ar – 7-9%. Так же как и в битумоидах известняков, в битумах кальцитовых жил высокие

содержания 12- и 13-монометилалканов. Соотношения стеранов C_{29}/C_{27} варьируют от 1,3 до 1,9, отношение (стераны + прегнаны)/ терпаны – от 0,1 до 0,4, МФИ ~ 0,6-1,0, MPI-1 ~ 1,0-1,6, R^o_{MPI-1} ~ 1,0-1,3.

В сэктэнской свите нижнего и среднего кембрия выделено пять пачек (Т.М. Парфенова и др. (2016) и др.). Пачка I сложена чередующимися серыми, толстоплитчатыми иногда комковатыми известняками, глинистыми и доломитистыми известняками. Пачка II – преимущественно известняки среднего кембрия. В ней зафиксированы 2 прослоя обогащенных ОВ глинисто-кремневых пород и силицитов мощностью 0,05-0,07 м и 0,3 м. Пачка III сложена тонкослоистыми и тонкоплитчатыми обогащенными ОВ глинисто-кремневыми породами и глинисто-кремневыми известняками. Пачка IV является аналогом малокуонамского горизонта куонамской свиты, распространенной на склонах Анабарской антеклизы. В основании пачки залегает слой плотных плитчатых полосчатых от серых до черных глинисто-кремневых пород. Вверх по разрезу наблюдаются слои серых и светло-серых плитчатых глинистых известняков. Пачка V сложена тонкоплитчатыми углеродистыми кремневыми и глинистыми известняками. Общая мощность свиты ~ 60 м.

Обогащенные ОВ породы пачек II-V, в которых концентрации НО лежат в интервале 28-92 %, $S_{общ}$ в породах – 0,12-0,38 %, $Fe_2O_{3общ}$ – 0,2-2,11 % содержат $C_{орг}$ от 1,1 до 4,7 %. Максимальные содержания $C_{орг}$ и железа характеризуют тонкие прослои глинисто-кремневых пород и силицитов пачки II. Значения $Fe_{пир}/C_{орг}$ изменяются от 0,03 до 0,27. Концентрации $b_{хл}$ изменяется от 0,016 до 0,061 %. Они содержат от 17,2 до 37,5 % УВ фракций Me, 3,1-8,5 % – Ar. Среди УВ видны низкие пики 12- и 13-монометилалканов. В карбонатных породах сэктэнской свиты в пачках I, II и IV содержание $C_{орг}$ как правило сохраняется на уровне значений $C_{орг}$ известняков тюсэрской свиты ($C_{орг}$ – 0,01-0,27 %). В силиците пачки IV НО составляет 89 %, $C_{орг}$ – 0,36 %. В этих породах содержание $S_{общ}$ в породах – 0,06-0,16 %, $Fe_2O_{3общ}$ – 0,08-0,61 %, $b_{хл}$ 0,002-0,048 %. Отношение $Fe_{пир}/C_{орг}$ изменяются от 0,40 до 8,40. Содержание Me и Ar фракций подобно битумоидам обогащенных ОВ пород. В битумах кальцитовых жил, секущих сэктэнскую свиту, и битумоидах известняков наблюдаются высокие содержания 12- и 13-монометилалканов. Отношение Pr/Ph изменяются от 1,2 до 1,6, CPI – 0,9-1,6. На диаграмме зависимости отношения (стераны + прегнаны)/терпаны от стеранов C_{29}/C_{27} группируются в одну область. Отношение C_{29}/C_{27} изменяется от 0,8 до 1,8, (стераны + прегнаны)/ терпаны – от 0,3 до 0,6, трицикланы/(гопаны+гомогопаны) – от 3,2 до 6,9, Ts/Tm – от 1,4 до 4,7, гомогопанов C_{35}/C_{34} обычно меньше 1, в двух образцах оно превышает 1. Величины МФИ ~ 0,7, MPI-1 ~ 1,3, R^o_{MPI-1} ~ 1,2. В карбонатных и кремневых породах сэктэнской свиты с $C_{орг}$ меньше 0,02-0,1% выявлены аллохтонные битумоиды. Для образцов характерны высокие значения битумоидного коэффициента, преобладание фракций Me над Ar. Изучены битумы кальцитовых жил. Установлено аномальное содержание 12- и 13-монометилалканов. Это позволяет предполагать, что их источником были либо докембрийские углеродистые породы, либо разрушающаяся нефтяная залежь, связанная с протерозойским источником. Значения МФИ ~ 0,8, MPI-1 ~ 1,3, R^o_{MPI-1} ~ 1,0-1,2. В сэктэнской свите обнаружены паравтохтонные битумоиды и битум в кальцитовой жиле класса асфальтов. Следы первичной миграции доказаны по высоким значениям битумоидного коэффициента. Сходство распределения нормальных алканов, изопреноидов и отсутствие 12- и 13-монометилалканов в автохтонных, паравтохтонных битумоидах и битуме сэктэнской свиты подтверждают их генетическую связь. На основе анализа состава и распределения УВ в системе автохтонные битумоиды породы ↔ битум доказано, что ОВ сэктэнской свиты реализовывало генерационный потенциал.

На породах сэктэнской свиты согласно залегают массивные светло-серые, часто желтоватые известняки, глинистые и доломитовые известняки маяктахской свиты среднего кембрия. Их мощность ~ 110 м. В них содержания НО изменяется от 4 до 17 %, $C_{орг}$ – от 0,03 до 0,19 %, $S_{общ}$ – от следов до 0,05-0,36 %, $Fe_2O_{3общ}$ – 0,26-0,45 %, $b_{хл}$ – 0,002-0,031 %. Отношение $Fe_{пир}/C_{орг}$ изменяются от 0,60 до 10,08. Содержание Me фракций – 31-63 %, Ar – 3-4 %. В пробах Me фракции среди УВ часто видны высокие пики 12- и 13-монометилалканов. Следует отметить

широкий разброс значений стеранов C_{29}/C_{27} (1,0-3,0) и отношения (стераны + прегнаны)/терпаны (0,1 до 0,4), МФИ ~ 0,7, MPI-1 ~ 0,9-1,4, R^o_{MPI-1} ~ 1,0-1,2.

Огоньорская свита среднего и верхнего кембрия согласно залегает на породах маяктахской свиты. Она представляет собой серию чередующихся ритмичных слоев глинисто-кремнисто-карбонатного состава, слагающих флишоидную толщу. Мощность свиты ~ 290 м. С несогласием ее перекрывают песчаники, алевролиты и аргиллиты пермских отложений. В огоньорских породах содержание НО изменяется от 4,0 до 71 %, $C_{орг}$ – от 0,04 до 6,0 %, $S_{общ}$ – от 0,05 до 1,17 %, $Fe_2O_{3общ}$ – 0,24-3,48 %, $b_{хл}$ – от 0,004 до 0,3 %. Отношение $Fe_{пир}/C_{орг}$ изменяются в пределах 0,11-2,94. Содержание Ме фракций –28-60 %, Ar – 5-18 %. В следовых количествах наблюдаются 12- и 13-монометилалканы. В среднем, соотношение Pr/Ph равно 1,9, CPI – 1,1. Выявлено два типа распределения стеранов, для одного характерны приблизительно равные содержания гомологов C_{27} и C_{29}, для второго доминирование C_{29}. С увеличением значений стеранов C_{29}/C_{27} от 0,8 до 2,0 отношение (стераны + прегнаны)/ терпаны растет в интервале 0,3-1,1. Среди терпанов преобладают трицикланы, их среднее содержание равно 81,5 %. Гопаны в среднем составляют 10,9 %, гомогопаны – 5,2 %. Отношение Ts/Tm фиксируется на уровне 8. Значения фенантреновых соотношений: (МФИ ~ 0,7, MPI-1 ~ 0,7, R^o_{MPI-1} ~ 0,8-0,9) позволяет оценивать катагенез ОВ на границе $МК_1^2$-$МК^2$.

Реконструкция солености вод. Содержание гаммацерана среди терпанов во всех изученных пробах не превышает 0,5. Это указывает на отсутствие аномальной солености в кембрийских бассейнах седиментации. Известно, что в пресноводных субокислительных обстановках соотношение $Fe_{пир}/C_{орг}$ меньше 0,03-0,06, в морских восстановительных и субвосстановительных больше 0,1-0,2 (по Н.М.Страхову, Э.С. Залманзон (1955)). Изменение значений $Fe_{пир}/C_{орг}$ свидетельствуют, что в основном соленость вод морей кембрия была нормально-морской. Вероятно, при накоплении осадков тюсэрских и сэктэнских отложений она менялась. Максимальное опреснение вод происходило при формировании тонких слоев, обогащенных ОВ пород пачки II сэктэнской свиты ($Fe_{пир}/C_{орг}$ равна 0,03).

О следах биосообществ. Состав и распределение биомаркеров используют для реконструкции биологических источников ОВ, условий седиментации (аэрация, соленость бассейна и др.), оценки диагенеза, катагенеза и гипергенеза ОВ. Установленная аномальная высокая зрелость ОВ вендских и кембрийских отложений ограничивает возможность интерпретировать молекулярные индикаторы для диагностики обстановок накопления и формирования пород. Несмотря на это, представленные выше особенности состава алканов, стеранов, терпанов свит кембрия одного разреза мощностью ~ 500 метров позволяют утверждать следующее. Аллохтонные битумоиды карбонатных пород и битумы кальцитовых жил тюсэрской, маяктахской, сэктэнской и огоньорской свит по высокому содержанию 12 и 13-монометилалканов, повышенным (> 1,3) значениям C_{29}/C_{27} и пониженным величинам (< 0,4) (стераны+прегнаны)/терпаны характеризуют следы верхнепротерозойской биоты. Они, вероятно, были генерированы или докембрийскими углеродистыми породами, или мигрировали из нефтяной залежи, связанной с протерозойским источником. Сравнение состава и распределения биомаркеров автохтонных битумоидов сэктэнской и огоньорской свит показывает, что в огоньорском морском бассейне обитали как такие же водорослево-бактериальные сообщества, которые были распространены в сэктэнское время так и другие.

Заключение. Стратификация кембрийского разреза, выполненная ранее по результатам литолого-стратиграфического исследования, дополнена геохимическими показателями. Она отражается в резком изменении содержания, состава компонентов минерального и органического веществ, в распространении автохтонных, мигрировавших рассеянных битумоидов и природных битумов. Сходство в распределениях и соотношениях насыщенных и ароматических углеводородов битумоидов и битумов, рассеянных и локализованных в осадочных породах и кальцитовых жилах, позволяют обсуждать следы миграции нафтидов и потенциальных нефтегазовых систем. Геолого-геохимические предпосылки показывают, что в арктических районах Восточной Сибири и на шельфе моря Лаптевых могут при наличии ловушек в нижне-

палеозойских комплексах могут быть найдены скопления нафтидов, генетически связанные с породами докембрия, сэктэнской и огоньорской свит, а также их фациальных аналогов.

Список литературы:

1. Трофимук А.А. Нефтегазоносность Сибирской платформы // Геология и геофизика, 1960, № 7, с. 3-11.

2. Геология нефти и газа Сибирской платформы. Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М., Недра, 1981, 552 с.

3. Трофимук А.А., Ермиков В.Д. Проблемы комплексного освоения минеральных ресурсов в программе «Сибирь» // Геология и геофизика, 1986, № 1, с. 103-111.

4. Трофимук А.А. Перспективы поисков нефти и газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке // Геология нефти и газа, 1971, № 5, с. 15-22.

5. Виноградов В.А. Стратиграфия синийских и кембрийских отложений Северного Хараулаха / В.А. Виноградов // Сборник статей по палеонтологии и биостратиграфии. Л., Ротапринт, НИИГА, 1962, вып. 28, с. 5−23.

6. Репина Л.Н., Лазаренко Н.П., Мешкова Н.П., Коршунов В.И., Никифоров Н.М., Аксарина Н.А. Биостратиграфия и фауна нижнего кембрия Хараулаха (хр. Туора-Сис). М., Наука,1974, 300 с.

7. Мельник Д.С., Парфенова Т.М. Органическая геохимия пород средней подсвиты хараютэхской свиты венда (Чекуровская антиклиналь, северо-восточное обрамление Сибирской платформы) // Геология и геофизика, 2025, т. 66, № 3, с. 378-394.

УДК 553.981/982(571.5)
DOI 10.48612/sibprint/7h8a-htr7-hgpu https://doi.org/10.48612/sibprint/7h8a-htr7-hgpu

Оценка перспектив нефтегазоносности венд-кембрийских отложений Сюгджерской седловины, с учётом возможного влияния продуктов интрузивного траппового магматизма на структурные позиции осадочного чехла[1]

П. А. Патрикеев, А. В. Ахияров

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, Москва

Аннотация. Одним из наиболее крупных и наименее изученных тектонических элементов восточной части Сибирской платформы является Сюгджерская седловина. Перспективы её нефтегазоносности представляются не вполне выясненными. Неоднозначность прогнозов усугубляется наличием интрузивных комплексов. Анализ УВ-перспектив производился путём количественной оценки влияния названных комплексов на ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства) пород-коллекторов, через расчёт $КПН_{интр}$ – комплексного параметра интрузивной неоднородности. Выявлена обратная зависимость – ухудшение ФЕС при увеличении значения $КПН_{интр}$, но не прямая (линейная), а косвенная (опосредованная). Для формулирования однозначных выводов необходимо проведение дополнительных исследований. Визуальный анализ сейсмических материалов показал, что следы горизонтальных перемещений типа сдвига, (под воздействием пластовых интрузий), несколько осложнили пликативные дислокации и разрывные нарушения, но принципиально, – не изменили структурный план.
Ключевые слова: Сюгджерская седловина, комплексный параметр интрузивной неоднородности.

Assessment of the oil and gas potential of the vendian-cambrian deposits of the Syugdzher saddle, taking into account the possible influence of the products of intrusive trap magmatism on the structural positions of the sedimentary cover

P. A. Patrikeev, A. V. Akhiyarov

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow

Abstract. One of the largest and least studied tectonic features of Siberian platform is the Syugdzher saddle. Its oil and gas potential remains unclear. The ambiguity of these predictions is further exacerbated by the presence of intrusive complexes. The hydrocarbon properties PFP (permeability and filtration properties) of reservoir rocks through the calculation of the intr-complex parameter of intrusive heterogeneity. An inverse relationship was found-deterioration of the reservoir properties PFP with an increase in the intr-complex parameter of intrusive heterogeneity. This relationship is not direct (linear), but indirect (mediated). Further research is necessary to formulate definitive conclusions. Visual analysis of seismic data showed that traces of horizontal displacements such as shear (under the influence of bedded intrusions) somewhat complicated placative dislocations and faults, but did not fundamentally change the structural plan.
Keyword: Syugdzher saddle, complex parameter of intrusive heterogeneity.

Введение. Объектом исследований в данной работе является ареал Сюгджерской седловины, с охватом сопредельной территории Непско-Ботуобинской антеклизы на юго-западе и с проградацией в пределы Вилюйской синеклизы на северо-востоке. В рамках границ поисковых объектов – это Олгуйдахская (юго-запад) и Накынская (северо-восток) площади.

Олгуйдахская площадь расположена в пределах листов ГГК-200 с номенклатурой: Q-49-XXXV, XXXVI; Q-50-XXXI, XXXII, XXXIII, XXXIV; P-49-V, VI, XI, XII; P-50-I, II, III, IV, VII, VIII [1]. Накынская площадь, соответственно, – P-50-III, IV; Q-50-XXI, XXII, XXIII, XXVI, XXVII, XXVIII, XXIX, XXX, XXXII, XXXIII, XXXIV, XXXV [2].

[1] © П.А. Патрикеев, А.В. Ахияров, 2026

Изучаемая территория, рассматриваемая через призму современных геологических представлений относительно регионального тектонического строения Сибирской платформы, находится на сопряжении четырёх её надпорядковых структур: Непско-Ботуобинской (НБА) и Анабарской антеклиз, Курейской (с «наложенной» Тунгусской) и Вилюйской синеклиз.

Актуальность и целесообразность этой работы представляется нам вполне очевидной: в пределах Сюгджерской седловины и на прилегающих территориях давно (ещё с середины 60-х годов минувшего века), известны многочисленные прямые и косвенные признаки нефтегазоносности. Так, в процессе проводки колонковых скважин в районах кимберлитовых трубок отмечались выбросы и притоки газа, а также незначительные притоки подвижной нефти. При проведении геологосъемочных работ (ГСР) отмечены обширные участки выходов на поверхность отложений, обогащенных органикой и битумоидами и описаны поверхностные источники нефти на р. Кенелекан. В процессе бурения глубоких скважин, (а также, – разведочных на алмазы и гидрогеологических), зафиксировано значительное битумонасыщение пород в больших интервалах вскрытого разреза; по оценкам авторов фондовой работы [2], вертикальный диапазон нафтидонасыщения достигает 1500 м.

По результатам глубокого бурения и испытаний пробуренных скважин, установлены многочисленные проявления углеводородов (УВ) в виде непромышленных притоков нефти, нефтебитумонасыщенности керна, рассматриваемых как признаки нефтегазоносности. Основные проявления нафтидов связаны с венд-кембрийскими отложениями. В частности, обильное нефте-битумонасыщение терригенных отложений венда установлено в скважинах: Накынская-2950, Среднемархинская-2250, Среднеыгыаттинская-2630. Отдельные проявления нафтидов были установлены [2] в верхнекембрийских и ордовикских отложениях в скважине Среднемархинская-2250.

Ботуобинский горизонт был опробован на Дюданской, Ерюктинской, Онкучахской, Онхойдохской, Мархинско-Андойской, Накынской и Эйикской площадях, на остальных, – опробовался терригенный комплекс целиком. В скважине Онхойдохская-2521 из названного горизонта при проведении ИП получено 3,46 м^3/сут воды с растворенным газом и пленкой нефти. На других площадях получены притоки воды с растворенным газом (скважины Онкучахская-2861, Мархинско-Андойская-3231, Дюданская-2910) [3].

Однако, ввиду отсутствия открытий в пределах названной седловины месторождений УВ, перспективы нефтегазоносности этой территории, (где пробурено 36 глубоких скважин, 27 из которых вскрыли фундамент), до настоящего времени представляются не вполне выясненными. Неоднозначность прогнозов усугубляется значительным наличием в разрезе среднепалеозойских и раннетриасовых интрузивных комплексов.

Названные комплексы входят (в аспекте петрологии) в состав типично платформенных магматических образований, сформированных в два этапа: среднепалеозойский и раннетриасовый. Интрузии среднепалеозойского этапа, – это в основном секущие (дайки), рассмотрение которых выходит за рамки этой работы. Среди интрузий раннетриасового возраста превалируют пластовые, число которых варьирует в разрезах 11-ти (из 19-ти изученных) скважин от 1 до 6; составляя, в среднем, – 3 – 4 силла в разрезе скважины. Такая вариативность количества силлов, объясняется, скорее всего, динамическими аспектами фракционной кристаллизации магмы, а также, (вполне возможно), – многофакторностью и разнорежимностью процессов фракционирования магмы, (что характерно для магматических процессов нижнего триаса Великой Сибирской трапповой провинции).

Целью исследований стало определение перспектив нефтегазоносности венд-кембрийских отложений Сюгджерской седловины, осложнённых продуктами интрузивного траппового магматизма. Названная оценка производилась путём количественного анализа интрузивной неоднородности разреза (в целевом интервале исследований) по собственной оригинальной методике, через комплексный параметр интрузивной неоднородности разреза скважины глубокого бурения ($КПН_{интр}$), определяемый по данным ГИС.

Кроме того, по данным ретроспективного анализа результатов ранее выполненных исследований, оценивалось возможное влияние пластовых интрузий на структурные позиции осадочного чехла, (в аспекте неблагоприятного воздействия на потенциальные ловушки УВ через горизонтальные смещения в приразломных зонах).

Методика исследований. Для более корректной оценки УВ-потенциала изучаемых отложений, через оценку фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов, подвергшихся изменениям под воздействием интрузивных комплексов, нами впервые был применён количественный показатель, – комплексный параметр интрузивной неоднородности разреза скважины ($КПН_{интр}$), ранее предложенный одним из авторов.

Такие исследования были выполнены (в первую очередь) для терригенных отложений венда, промышленно нефтегазоносных на сопредельной территории НБА – для ботуобинского горизонта и харыстанской свиты, (которая является фациальным и изохронным аналогом талахской свиты НБА); по 19-ти скважинам глубокого бурения, (вскрывших фундамент), расположенным в пределах Сюгджерской седловины, с охватом сопредельных территорий. Исходные данные для расчёта $КПН_{интр}$ были взяты из: [1], кн. 5, табл. 6.1., стр. 26 – 27].

В математическом выражении названный показатель выглядит следующим образом:

$$КПН_{интр} = \frac{h_{интр_min}}{h_{интр_max}} + \frac{n}{N} + \frac{h_{интр}}{H_{общ}} \quad (1)$$

где $КПН_{интр}$ – Комплексный параметр интрузивной неоднородности разреза изучаемой скважины по данным ГИС;

$h_{интр_min}$ – минимальная толщина пластовой интрузии, выявленная по данным ГИС в разрезе изучаемой скважины;

$h_{интр_max}$ – максимальная толщина пластовой интрузии, выявленная по данным ГИС в разрезе изучаемой скважины;

n – количество пластовых интрузий (силлов) в разрезе изучаемой скважины;

N – максимальное количество пластовых интрузий (силлов), обнаруженное (по данным ГИС) в разрезе скважины, расположенной в ареале изучаемой территории; (названная скважина принимается за эталонную в аспекте интрузивной неоднородности);

$\sum h_{интр}$ – суммарная толщина пластовых интрузий в разрезе изучаемой скважины;

$H_{общ}$ – общая толщина объекта изучения – интервал осадочного чехла в разрезе изучаемой скважины, подверженный влиянию продуктов интрузивного магматизма: поверхность фундамента → кровля верхнего силла.

Таким образом, $КПН_{интр}$ имеет трёхкомпонентную форму, (сумма трёх названных величин), геолого-петрологический смысл которых представляется следующим образом:

$h_{интр_min} / h_{интр_max}$ – локальная вертикальная неоднородность ($ЛВН_{интр}$) в разрезе изучаемой скважины; значения: $0 < ЛВН_{интр} < 1$;

n / N – коэффициент латерального распространения ($КЛР_{интр}$) пластовых интрузий; $0 < КЛР_{интр} < 1$. В разрезе скважины, принятой за эталонную ($n = N$), – $КЛР_{интр} = 1$.

$\sum h_{интр} / H$ – коэффициент литологического наполнения ($КЛН_{интр}$) пластовыми интрузиями вмещающих пород осадочного чехла; значения варьируют в интервале: $0 < КЛН_{инт} < 1$.

$0 < КПН_{интр} < 2$ – диапазон варьирования численных значений комплексного параметра.

$КПН_{интр} = 0$ – подразумевает отсутствие пластовых интрузий в разрезе скважины.

Далее, необходимы следующие пояснения относительно порядка расчётов $КПН_{интр}$:

1) В отличие от других коэффициентов геологической неоднороднородности, (используемых сегодня в отраслевой науке), в предлагаемом нами комплексном параметре компоненты не

перемножаются, а суммируются. Это необходимо для того, чтобы наиболее корректно оценить кумулятивный (накопительный) эффект воздействия пластовых интрузий на ФЕС пород.
2) При n = 1, (когда $h_{интр_min} = h_{интр_max}$), – соответствующие компоненты комплексного параметра ($КПН_{интр}$) не вычисляются, (а следовательно, – не суммируются), ввиду того, что данная процедура не имеет под собой ни физического, ни геологического смысла.

Принимая во внимание то обстоятельство, что компоненты комплексного параметра учитывают как вертикальную (по разрезу скважины), так и латеральную неоднородность, (компонент $КЛР_{интр}$ – показывает степень прерывистости-///-непрерывности залегания пластовых интрузий и их охват своим воздействием на вмещающие породы осадочного чехла по всей площади исследований), следует признать тот факт, что названный параметр в полной мере характеризует весь пространственно-временной континуум изучаемых отложений, осложнённых продуктами интрузивного траппового магматизма.

Результаты количественной оценки (по разрезам 11-ти скважин, (из 19-ти, вовлечённых в исследования), представлены в нижеследующей таблице:

Таблица 1. Результаты количественной оценки воздействия пластовых интрузий на вмещающие породы осадочного чехла Сюгждерской седловины

п/п	Скважины глубокого бурения, вскрывшие фундамент	Исходные компоненты для расчёта			$КПН_{интр}$
		$ЛВН_{интр}$	$КЛР_{интр}$	$КЛН_{интр}$	
1.	Алымджахская-2671	0, 1420	1, 0000	0, 1823	1, 3243
2	Батырская-1	0, 2430	0, 3333	0, 1547	0, 7310
3.	Ерюктинская-2260	0, 0287	0, 6667	0, 3481	1, 0435
4.	Зап.-Сюльдюкарская-1001	не выч.: (n = 1)	0, 1667	0, 0268	0, 1935
5.	Мархинско-Андойская-3231	0, 2255	0, 0833	0, 1238	0, 4326
6.	Мегеляхская-1151	0, 3059	0, 6667	0, 1208	1, 0934
7.	Мегеляхская-2441	0, 2618	0, 6667	0, 1911	1, 1196
8.	Моркокинская-707	0, 4740	0, 5000	0, 2002	1, 1742
9.	Садынская-3420	0, 1000	0, 3333	0, 0313	0, 4646
10.	Среднемархинская-2250	не выч.: (n = 1)	0, 1667	0, 0227	0, 1894
11.	Эйикская-3430	0, 1059	0, 3333	0, 0703	0, 5095

В разрезах 8-ми скважин: Восточно-Сергинская-2241, Восточно-Сюльдюкарская-1002, Дюданская-2910, Накынская-2950, Онхойдохская-2520, 2521 и 2522, Среднеыгыаттинская-2630, – наличие пластовых интрузий (силлов) по данным ГИС и результатам анализа фондовой литературы не выявлено. По разрезам всех вышеназванных скважин, – $КПН_{интр} = 0$.

Сравнение полученных результатов (см. таблицу 1) с данными по ФЕС вышеназванных терригенных пород венда [1], (кн. 5, табл. 6.3. и 6.4., стр. 31 – 33) показало следующую картину:

Наилучшие ФЕС (максимальные значения открытой и эффективной пористости) наблюдаются в скважинах с $КПН_{интр} = 0$, (что представляется нам вполне закономерным). Далее, можно формализовать полученные результаты и фондовые данные, (по принципу – увеличение $КПН_{интр} \rightarrow$ ухудшение ФЕС) следующим образом: 1) $0 < КПН_{интр} < 0{,}5$; 2) $0{,}5 < КПН_{интр} < 1$; 3) $КПН_{интр} > 1$. Единственным значительным отклонением от общей тенденции является разрез скв. Алымджахская-2671: при максимальном (в зоне исследований) $КПН_{интр}$, ФЕС (в интервале ботуобинского горизонта) имеют не самые низкие значения, варьируемые в интервале от 3 до 8 %. Установить прямую линейную зависимость (в форме корреляционного облака на кросс-плоте) не представилось возможным; по-видимому, из-за уменьшения (СВ → ЮЗ) толщин изучаемых отложений, (о чём подробно изложено в работе [4]). Также, нам представляется вполне вероятным, что по итогам дальнейших работ возникнет необходимость в корректировке верхней границы значений $КПН_{интр}$.

Относительно результатов второй части наших исследований можно сделать следующие выводы. Визуальный анализ сейсмических материалов (волновые картины на временных разрезах [1, 2]) и ретроспективный обзор результатов работы [5] показал, что в геологическом

строении Сюгджерской седловины значительная роль принадлежит разрывным нарушениям и, прежде всего, – глубинным разломам. Многие из них достаточно определённо характеризуются, как субвертикальные крупноамплитудные сбросы. В отдельных случаях, – отчётливо фиксируются следы горизонтальных перемещений, типа сдвига. Вилюйско-Котуйская и Ахтарандинская зоны разломов достаточно ясно выражены полосами интенсивного проявления магматических процессов, но они не контролируют ни толщины, ни фациальный состав литотипов, развитых здесь венд-палеозойских отложений.

Современный структурный план Сюгджерской седловины, фиксируемый в интервале залегания названных отложений, был сформирован после процесса их седиментации, в заключительную фазу каледонского тектонического цикла (конец силура – начало девона). Последующие (среднепалеозойские и раннетриасовые) геологические события интрузивного магматизма (и связанные с ними тектонические процессы), в некоторой степени, усложнили пликативные дислокации и разрывные нарушения, но принципиально не изменили ранее сформировавшийся структурный план.

Заключение. Суммируя всё вышеизложенное относительно дальнейших перспектив нефтегазоносности Сюгджерской седловины, следует, (по нашему мнению), разделить точку зрения авторов работы [3] и учитывать её при планировании дальнейших мероприятий по научно-методическому сопровождению ГРР в этом регионе: «На территории Сюгджерской нефтегазоносной области выделяются следующие перспективные нефтегазоносные комплексы: вендский терригенный, венд-нижнекембрийский карбонатный, нижне-средне-кембрийский карбонатный, верхнекембрийский нижнеордовикский. Выполненный детальный анализ позволил оценить перспективы каждого из них. Наибольшими перспективами обладает ботуобинский горизонт вендского терригенного комплекса».

Список литературы:

1. Поспеев А.В. (отв. исп.), Климентьев К.Б., Егошин А.А. и др. Отчёт о результатах выполненных геофизических работ по объекту: «Комплексные геофизические работы – сейсморазведка, электроразведка, гравиметрия, геохимия и аэромагнитометрия на Олгуйдахской площади Республики Саха (Якутия)». 8 книг, 5 папок, 142 граф. прил. – Якутск: ОАО «Якутскгеофизика», 2014. – 1185 с.

2. Литвинова А.Р. (отв. исп.), Кривощёков А.Л., Третьякова Н.Н. и др. Отчёт о результатах работ по объекту 510-28 «Комплексные геофизические работы с целью оценки перспектив нефтегазоносности и локализации прогнозных ресурсов УВ на Накынской площади Республики Саха (Якутия)». Отчет по Государственному контракту № 07/18 от 26.06.2018. 7 книг, 92 граф. прил. – М.: АО «Росгеология», 2020. – 1495 с.

3. Фомин А.М., Моисеев С.А., Топешко В.А. Характеристика нефтегазоносных комплексов и оценка нефтегазоносности Сюгджерской нефтегазоносной области. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2017. – № 1 (29). – С. 43-53.

4. Хабаров А.Н. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Анабарской, Непско-Ботуобинской антеклиз и Вилюйской синеклизы. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т.15. – №1. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2020/7_2020.html [Электронный ресурс].

5. Кулагин А.Н. Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности северо-западной Якутии (Сюгджерская седловина) на основании комплексной интерпретации данных геолого-технологических исследований. // Тема диссертации и автореферата по ВАК РФ 04.00.17. – М.: Гос. Академия нефти и газа им. И.М. Губкина. – 1993. – 171 с.

УДК 550.832
DOI 10.48612/sibprint/ef1m-vuth-kgex https://doi.org/10.48612/sibprint/ef1m-vuth-kgex

Влияние эксцентриситета прибора на сигналы электромагнитного каротажа в радиально-неоднородных и поляризующихся пластах[1]

А. М. Петров[1], К. А. Гладышева[2], О. В. Нечаев[1], С. В. Ананьев[1]

[1] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
[2] Новосибирский государственный университет

Аннотация. На примере метода ВИКИЗ исследуется влияние электрической поляризации и радиальной неоднородности пластов на зависимость сигналов электромагнитного каротажа от положения прибора в скважине. Установлено, что в характерных для Западной Сибири условиях, электрическая поляризация глин оказывает влияние, близкое к изменению УЭС среды. Прискважинные изменения в коллекторе могут существенно искажать зависимость сигналов от положения прибора относительно зависимости, определенной для однородного пласта.
Ключевые слова: электромагнитный каротаж, эксцентриситет, ВИКИЗ, электрическая поляризация, нефтегазовый коллектор, проникновение фильтрата бурового раствора

Effect of Tool Eccentricity on Electromagnetic Logging Responses in Radially Heterogeneous and Polarizable Formations

A. M. Petrov[1], K. A. Gladysheva[2], O. V. Nechaev[1], S. V. Ananyev[1]

[1] Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
[2] Novosibirsk State University

Abstract. Using VIKIZ high-frequency induction logging as an example, this study examines the effect of electrical polarization and radial formation heterogeneity on the dependence of logging responses on tool position. It is shown that, under conditions typical of Western Siberia, clay polarization has an effect similar to a change in formation resistivity. Near-wellbore alterations can substantially modify the tool-position dependence of logging responses compared with that in a homogeneous formation.
Keywords: electromagnetic logging, eccentricity, VIKIZ, dielectric polarization, oil and gas reservoir, mud filtrate invasion

Введение

Электромагнитные методы каротажа являются важным инструментом оценки флюидонасыщения терригенных коллекторов. В основе большинства алгоритмов интерпретации данных электромагнитного каротажа лежит модель, предполагающая соосность каротажного прибора и скважины. Однако при выполнении каротажа скважинный прибор может занимать как центрированное положение, так и смещаться к стенке скважины вследствие искривлений ее траектории и других технологических факторов. Эксцентриситет прибора может приводить к существенному отличию измеряемых сигналов от теоретических, рассчитываемых для случая центрированного расположения. Наиболее подвержены искажениям измерения с высокой операционной частотой, что делает целесообразным изучение эффекта на примере аппаратуры высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ), реализующей зонды с операционной частотой до 14 МГц [1]. В работе [2] изучена связь степени влияния смещения зонда ВИКИЗ с оси скважины с контрастом удельного электрического сопротивления (УЭС) бурового раствора и пласта. Утверждается, что влияние эксцентриситета зонда незначительно, пока отличие УЭС пласта и раствора будет не более, чем в 10 раз. В работе [3] уточняется, что эффект максимален при УЭС бурового раствора (0.1 Ом·м) и высоких значениях УЭС пласта. Таким образом, интерпретация таких практических данных в

[1] © А. М. Петров, К. А. Гладышева, О. В. Нечаев, С. В. Ананьев, 2026.
Исследование выполнено при финансовой поддержке РНФ в рамках проекта № 26-17-00285.

предположении о соосности каротажного зонда и скважины может приводить к определению искаженных значений параметров геоэлектрической модели и, как следствие, к увеличению погрешности оценки характера насыщения целевых пластов.

Для учета эксцентриситета прибора при интерпретации практических данных ВИКИЗ применяется процедура коррекции, основанная на применении палеток сигналов, рассчитанных при положении прибора на оси и на стенке скважины. Палетки рассчитаны с использованием следующих предположений: 1) при измерениях прибор находился на стенке скважины; 2) в среде отсутствуют радиальное изменение УЭС и диэлектрические эффекты. Однако на практике измерительные зонды могут занимать промежуточное между осевым и максимально сдвинутым положениями; для целевых пластов-коллекторов характерны радиальные изменения УЭС, для вмещающих глинистых отложений – высокие значения эффективной диэлектрической проницаемости (ε) [4]. При этом зависимость сигналов ВИКИЗ от эксцентриситета прибора напротив поляризующихся и проницаемых пластов детально не исследовалась.

Настоящая работа посвящена исследованию влияния диэлектрической проницаемости и радиальной неоднородности отложений на зависимость сигналов ВИКИЗ от положения прибора в скважине. Акцент сделан на геоэлектрических условиях, характерных для западносибирских терригенных отложений: рассматриваются типичные модели песчано-глинистых отложений при вскрытии пластов на глинистом и глинисто-полимерном буровом растворе.

Влияние диэлектрической проницаемости и радиальной неоднородности пласта

В качестве базовой для моделирования сигналов ВИКИЗ использована цилиндрически-слоистая геоэлектрическая модель. Численное моделирование осуществлялось методом конечных элементов с использованием специально разработанного ПО «EMProbe 3D» (ИНГГ СО РАН, 2026), позволяющего учесть при расчетах реальный диаметр генераторной и приемных катушек, а также вытеснение бурового раствора корпусом прибора.

В качестве первого примера рассмотрим модель непроницаемой глинистой покрышки (рис. 1а), характеризующейся высоким значением эффективной диэлектрической проницаемости и невысоким УЭС пласта ($\rho_{пласт}$ = 4 Ом·м). В модели рассчитаны опорные сигналы (разность фаз в приемных катушках) с учетом $\varepsilon_{пласт}$ = 100. Поскольку при анализе практических данных модель среды заранее неизвестна, важно определить, насколько большой может быть ошибка оценки влияния эксцентриситета без учета диэлектрической проницаемости. Для этого для каждого зонда подобраны такие эффективные значения УЭС пласта, при которых сигнал, рассчитанный при $\varepsilon_{пласт}$ = 1, совпадает с опорным при осевом положении прибора. После этого рассчитаны графики изменения сигналов в зависимости от величины смещения прибора от осевого положения (рис. 1б) и относительные отклонения двух наборов сигналов (рис. 1в).

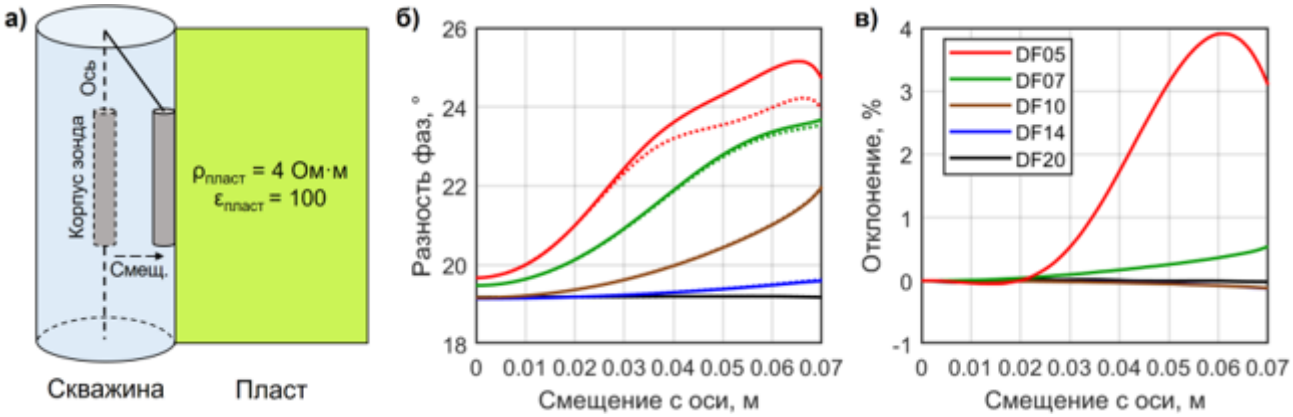


Рисунок 1. Модель глинистой покрышки и зависимость сигналов ВИКИЗ от положения прибора в скважине

На рис. 1б пунктиром показаны опорные сигналы, сплошными линиями – рассчитанные для подобранных эффективных значений УЭС при $\varepsilon_{пласт}$ = 1. Параметры расчета: $\rho_{корпус} = 10^4$ Ом·м, $\varepsilon_{корпус}$ = 1, $r_{корпус}$ = 0.0365 м; $\rho_{скв}$ = 0.1 Ом·м, $\varepsilon_{скв}$ = 60, $r_{скв}$ = 0.108 м.

Зависимости сигналов от смещения прибора без и с учетом ДП совпадают с высокой точностью, за исключением зонда с операционной частотой 14 МГц (DF05). Для этого зонда наблюдаются отклонения до 4% (рис 1в); при положении прибора «на стенке» расхождение сигналов составляет 3.1%. При практической обработке такие отклонения могут считаться незначимыми на фоне других искажающих факторов. Таким образом, для рассматриваемой модели неучет диэлектрической проницаемости не приводит к существенным погрешностям при коррекции эксцентриситета.

Влияние радиальной неоднородности пласта на зависимость сигналов ВИКИЗ от положения прибора в скважине выполнялось для пластов разного насыщения. В качестве примера рассмотрим коллектор смешанного насыщения с немонотонным радиальным профилем УЭС в прискважинной зоне (рис. 2). Вычислительный эксперимент аналогичен описанному выше. В модели рассчитаны опорные сигналы с учетом изменений в прискважинной зоне (без учета влияния ε отложений). Затем для каждого зонда подобраны такие эффективные значения УЭС однородного пласта, при которых сигнал совпадает с опорным при осевом положении прибора.

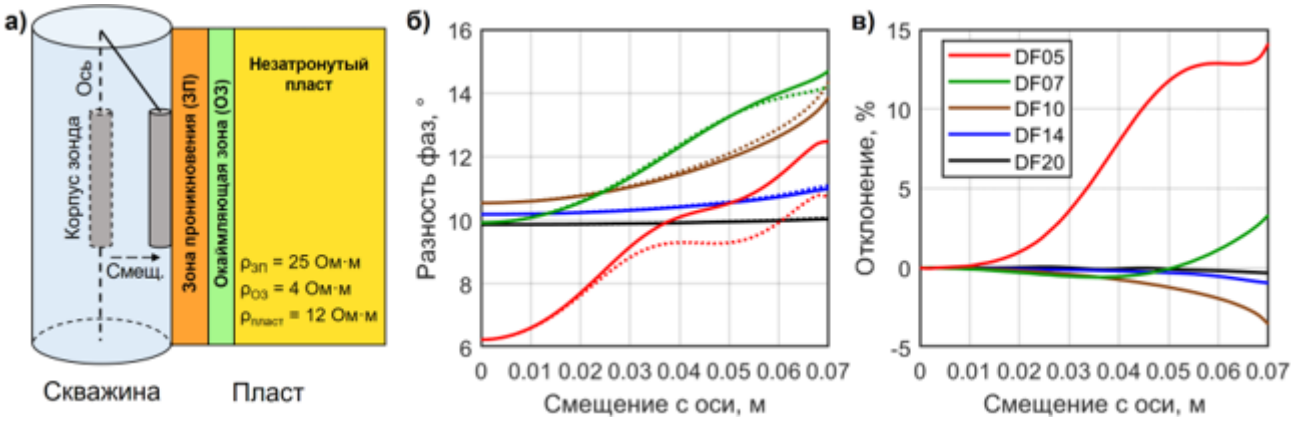


Рисунок 2. Модель коллектора смешанного насыщения и зависимость сигналов ВИКИЗ от положения прибора в скважине/

На рис. 2б пунктиром показаны опорные сигналы, сплошными линиями – рассчитанные для подобранных эффективных значений УЭС однородного пласта. Параметры расчета идентичны приведенным для рис. 1.

Из результатов расчета видно, что графики зависимостей сигналов от эксцентриситета прибора без и с учетом прискважинных изменений для зонда DF05 существенно различны, и при положении прибора «на стенке» разница достигает 14%. Таким образом, для демонстрируемой модели радиальная неоднородность пласта оказывает существенное влияние на зависимость сигналов высокочастотного зонда ВИКИЗ от положения прибора в скважине. Неучет данного фактора может приводить к значимым ошибкам при коррекции практических данных за эксцентриситет. Для остальных зондов отклонение не превышает 3.4%.

Заключение

Вычислительные эксперименты, аналогичные описанным выше, выполнены для различных УЭС бурового раствора и пласта; разного строения прискважинной зоны. Также изучено влияние аппроксимации реального плавного профиля проникновения зонами с постоянными свойствами. По результатам моделирования установлено, что в рассматриваемых условиях:

1) эффективная диэлектрическая проницаемость глинистых отложений не оказывает практически значимого влияния на зависимость сигналов ВИКИЗ от положения прибора и может не учитываться при коррекции практических данных за эксцентриситет;

2) наличие радиальной неоднородности может существенно искажать зависимость сигналов ВИКИЗ от положения прибора в скважине относительно модели «прибор – скважина – однородный пласт»;

3) применяемая при решении практических задач кусочно-постоянная аппроксимация радиального профиля УЭС не приводит к существенному искажению зависимости сигналов ВИКИЗ от положения прибора в скважине относительно зависимости для реального плавного профиля.

Список литературы

1. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство. Под ред. М.И. Эпова, Ю.Н. Антонова. Новосибирск, НИЦ ОИГГМ СО РАН, Издательство СО РАН, 2000, 122 с.

2. Антонов Ю.Н., Кривопуцкий В.С. Моделирование зондов изопараметрического каротажного зондирования // Геология и геофизика, 1981, т. 22, № 10, с. 127–131.

3. Игнатов В.С., Сухорукова К.В. Влияние эксцентриситета зонда на сигналы высокочастотного электромагнитного каротажа // НТВ «Каротажник», 2009, № 182, с. 101–110.

4. Талалов А.Д., Даев Д.С. Взаимосвязь частотной дисперсии электрических параметров горных пород с их петрофизическими характеристиками // Изв. Вузов. Геология и разведка, 2003, № 5, с. 52–57.

УДК 553.98(571.56-15)
DOI 10.48612/sibprint/f3ft-re71-pnb3 https://doi.org/10.48612/sibprint/f3ft-re71-pnb3

К вопросу особенностей распределения углеводородных скоплений в структурах Западно-Вилюйской нефтегазоносной области[1]

Д. М. Петров[1], А. И. Сивцев[2], А. Р. Александров[1]

[1] Институт проблем нефти и газа Якутского НЦ СО РАН, Якутск
[2]Северо-Восточный федеральный университет им. М. К. Аммосова, Якутск

Аннотация. Отмечена актуальность исследований Западно-Вилюйской перспективной нефтегазоносной области. На основе полученных прямых признаков нефтегазоносности выделено всего два перспективных нефтегазоносных комплекса отложений: вендский терригенный и карбонатный подсолевой. Сделан прогноз перспектив открытия крупных месторождений нефти и газа. Указаны проблемные вопросы, уменьшающие перспективы нефтегазоносности.
Ключевые слова: Сунтарский свод, Кемпендяйская впадина, Ыгыаттинская впадина, прямые признаки нефтегазоносности, нефтегазоносные комплексы, перспективы нефтегазоносности

On the distribution of hydrocarbon accumulations in the structures of the West Vilyui oil and gas region

D. M. Petrov[1], A. I. Sivtsev[2], A. R. Aleksandrov[1]

[1]Institute of Oil and Gas Problems Yakut SC SB RAS, Yakutsk
[2]Ammosov North -Eastern Federal University, Yakutsk

Abstract. The relevance of research on the West-Vilyui promising oil and gas region has been noted. Based on the obtained direct signs of oil and gas potential, only two promising oil and gas reservoir complexes have been identified: the Vendian terrigenous and carbonate sub-salt. A forecast has been made regarding the prospects for discovering large oil and gas fields. The article also highlights the problematic issues that reduce the prospects for oil and gas potential.
Keywords: Suntar arch, Kempendyai depression, Igyattinsky depression, direct signs of oil and gas content, oil and gas complexes, prospects of oil and gas content.

Введение. Западно-Вилюйская нефтегазоносная область (НГО) – является одной из перспективных, но недостаточно изученных территорий нефтегазоносности востока Сибирской платформы. Западно-Вилюйская НГО, состоящая из трёх структур первого порядка Сибирской платформы (Ыгыатинская и Кемпендяйская впадины и разделяющий их Сунтарский свод), называется нефтегазоносной без наличия открытых на её территории месторождений нефти и газа. Имеются только прямые признаки нефтегазоносности на Атыяхской, Буягинской и Меикской площадях глубокого бурения. В непосредственной близости, на соседних нефтегазоносных областях открыты Вилюйско-Джербинское (юго-западное направление) и Нижнетюкянское (северо-восточное направление) газовые месторождения.

В настоящее время на территории Западно-Вилюйской НГО находятся Ыгыаттинский и Нюрбинский (ПАО «НК «Роснефть»), Эселяхский и Сунтарский 1 (ПАО «Газпром»), Багдынский и Средневилючанский (ПАО «Сургутнефтегаз»), Сунтарский (ООО «Иркутская нефтяная компания»), Верхнебирюкский (ООО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания»), Улугурский (ООО «Улугурнефтегаз»), Хоптолохский (АО «Туймааданефтегаз») и Эргеджейский (ООО «ГДК Ленск-Газ») лицензионные участки (рис. 1). В среднесрочной перспективе здесь намечены геологоразведочные работы, включающие, в том числе бурение глубоких поисковых скважин.

[1] © Петров Д. М., Сивцев А. И., Александров А. Р., 2026.
Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FWRS-2025-0036).

Цель настоящего исследования – определить наиболее перспективные комплексы отложений в структурах Западно-Вилюйской НГО и обосновать ключевые геологические факторы, контролирующие их локализацию.

Основная часть. В тектоническом плане Западно-Вилюйская НГО приурочена к западной части Вилюйской синеклизы и состоит из двух крупных впадин (Кемпендяйская и Ыгыаттинская), разделенных сводом (Сунтарский). В разрезе осадочного чехла, имеющего в пределах этой НГО общую мощность от первых сотен метров до 10 – 12 км, присутствуют отложения широкого стратиграфического диапазона – от рифея до юры включительно. Максимальная полнота разреза прогнозируется в пределах крупных впадин, имеющих древнее заложение и прерывисто-унаследованное развитие.

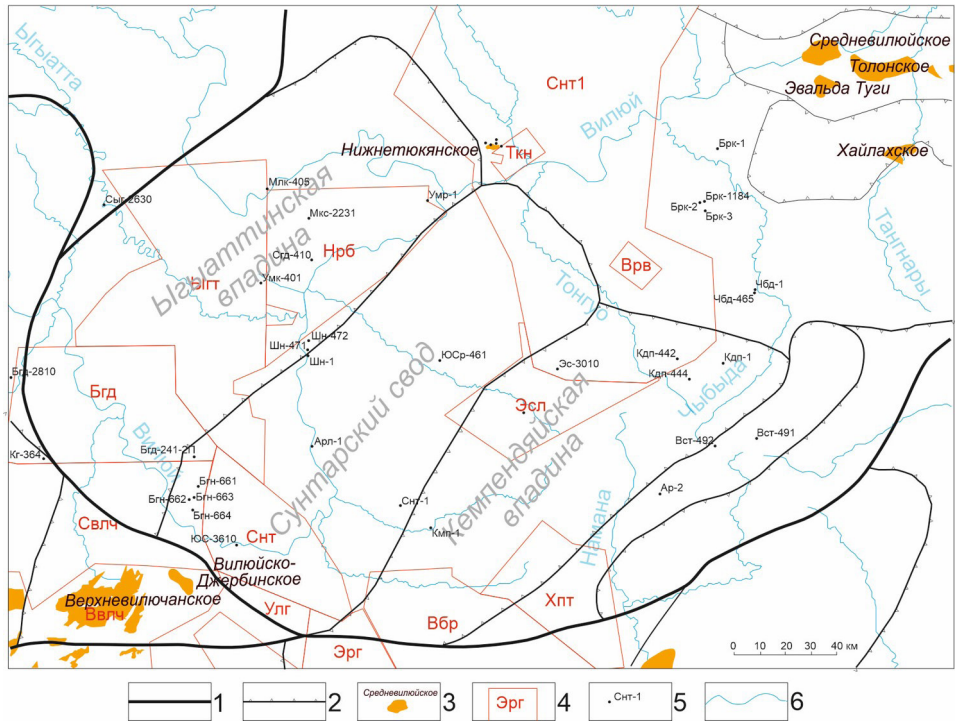


Рисунок 1. Обзорная схема Западно-Вилюйской НГО

Условные обозначения: 1 – границы НГО, 2 – границы структур 1 порядка, 3 – месторождения и их названия, 4 – лицензионные участки и их названия, 5 – скважины и их названия, 6 – гидросеть.
Лицензионные участки: Бгд – Багдынский, Ыгт – Ыгыаттинский Нрб – Нюрбинский, Ткн – Тюкянский, Снт1 – Сунтарский 1, Врв – Варваринский, Свлч – Средневилючанский, Снт – Сунтарский, Мхт – Мухтинский, Эрг – Эргеджейский, Вбр – Верхнебирюкский, Хпт – Хоптолохский, Эсл – Эселяхский.

В осадочном чехле Западно-Вилюйской НГО исследователями выделяются различное количество перспективных нефтегазоносных комплексов. В данной работе решили ограничиться двумя основными: вендский терригенный (Ыгыаттинская впадина) и карбонатный подсолевой (Кемпендяйская впадина).

Вендский терригенный комплекс. Основные признаки нефтегазоносности были получены на юго-восточном борту Ыгыаттинской впадины. Так, на Буягинской площади из скважины №664 с интервала харыстанского горизонта получен приток газа дебитом 322,9 тыс. м^3/сут. на шайбе 11,96 мм [5]. Из этого же горизонта из скважины Багдынская-241-2П (ПАО «Сургутнефтегаз») получен промышленный приток нефти с дебитом 45 м^3/сут. На Шеинской площади при совместном испытании ботуобинского и харыстанского горизонта извлечено 50 литров нефти, объект по геофизическим данным характеризуется как нефтенасыщенный. Результаты испытаний подтверждают нефтегазоносность комплекса и наличие активных процессов генерации и миграции УВ.

По данным Москвитина И.Е. [3], на склонах Сунтарского поднятия фиксируется последовательное увеличение мощности терригенной части вендского разреза, сложенного в ос-

новном песчаниками. Здесь прогнозируются литологические ловушки, сложенные хорошо отсортированными гранулярными коллекторами венда. Даже на достаточно больших глубинах присутствуют песчаники с удовлетворительными коллекторскими свойствами (рис. 2, курсовская свита (Vkr), Меикская площадь). Керн из интервала ботуобинского горизонта представлен светлым, хорошо сортированным кварц-полевошпатовым среднезернистым песчаником.

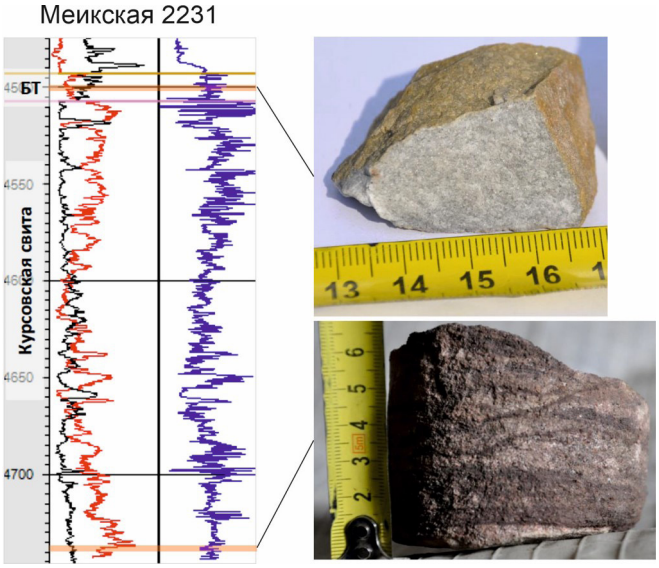


Рисунок 2. Образцы кернового материала из Меикской скважины

Нижнепалеозойско-среднепалеозойский карбонатный комплекс. Уникальность этого комплекса обусловлена присутствием довольно мощных (до 2 км) верхнедевонских соленосных отложений. О высоких перспективах подсолевых отложений свидетельствуют результаты бурения на Атыяхской структуре (скважина № 451). Здесь, в интервале глубин 3560-3582 м, резко возросла механическая скорость бурения, обнаружилось поступление газа в промывочную жидкость (содержание газа в жидкости достигало 30-40%). Состав газа отличался более высоким содержанием гомологов метана (C_2H_6 – 8,4%, C_3H_8 – 5,4%, C_3H_{10} – 2,3%) по сравнению с газами газонефтяных месторождений Непско-Ботуобинской антиклизы (НБА). Другими словами, состав газа в этой скважине соответствовал составу газа газовой шапки нефтяного месторождения. Пластовое давление, рассчитанное в процессе задавки скважины с целью предотвращения аварийного выброса газа, составляло 50-52 МПа, что более чем на 15 МПа превышает условное гидростатическое давление. Потенциальный дебит из открытого ствола скважины, рассчитанный для пластового давления 52 МПа по экспериментальной программе специалистами Вилюйской нефтегазоразведочной экспедиции (ВНГРЭ), равен 0,6-1,1 млн $м^3$/сут [2].

Из анализа тектонического развития рассматриваемой территории [1] следует, что наиболее поздняя активизация, которая привела к масштабной перестройке структурного плана фундамента и осадочного чехла, произошла в среднем палеозое. В этот период шло образование Вилюйского рифта, что стало причиной грабеннообразного строения Ыгыаттинской впадины. В этот период тектонического развития были вовлечены осадочные отложения рифейского и венд-кембрийского комплексов. Структурная перестройка фундамента и, соответственно, осадочного чехла привела к тектонически-блоковому строению. Если это явление проявилось сильнее на юго-восточном борту Ыгыаттинской впадины, то на северо-западном борту ожидается более спокойная обстановка. Именно здесь могут быть обнаружены крупные по запасам месторождения, приуроченные к вендскому терригенному комплексу. На юго-восточном борту несомненно будут открыты небольшие месторождения со сложным тектоническим строением.

Главной проблемой перспектив нефтегазоносности Кемпендяйской впадины является наличие нижнепалеозойского соленосного этажа. В нижней части разреза впадины предполагаются мощные толщи нижнепалеозойских солей, аналогично встречаемым в сопредельных территориях (Ыгыаттинская, Березовская и Нюйско-Джербинская впадины). В этом случае нефтегазоносность межсолевого комплекса будет ограничиваться только нефтегазоматеринским потенциалом межсолевых отложений, который, по геолого-геохимическим данным смежных территорий, весьма скромен. В лучшем случае могут сгенерироваться незначительные по объёмам скопления углеводородов с аномально высокими пластовыми давлениями.

Заключение. Таким образом, в пределах Западно-Вилюйской НГО на основе прямых признаков нефтегазоносности можно выделить два основных, наиболее перспективных комплекса отложений, разделенных Сунтарским сводом: вендский терригенный (Ыгыаттинская впадина) и карбонатный подсолевой (Кемпендяйская впадина).

Надсолевой комплекс в пределах Кемпендяйской впадины вряд ли представляет большой интерес для поиска крупных месторождений, т.к. толщина потенциально нефтематеринских верхнепалеозойских отложений незначительна и залегают они на незначительных глубинах.

Перспективы венд-кембрийского карбонатного и кембрийского галогенно-карбонатного комплексов в пределах Ыгыаттинской впадины напрямую связаны с продуктивностью терригенного венда. По Мигурскому А.В. [2] в Непско-Ботуобинской антеклизе отмечается устойчивая соподчиненность продуктивности терригенного венда и карбонатных верхневендско-нижнекембрийских отложений. Для формирования скоплений углеводородов в карбонатных отложениях необходим субвертикальный подток из терригенной части разреза. Поэтому приоритетный поиск месторождений нефти и газа должен быть нацелен на терригенные вендские отложения.

Список литературы:

1. Гайдук В.В. Вилюйская среднепалеозойская рифтовая система. Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1988, 128 с.

2. Мигурский А.В. Крупные останцовые поднятия фундамента на Непско-Ботуобинской антеклизе (Сибирская платформа) и нефтегазоносность осадочного чехла над ними // Интерэкспо Гео-Сибирь, 2017, №2 (1), с. 136-139.

3. Москвитин И.Е., Ситников В.С., Михайлов В.А., Протопопов Ю.Х. Строение, развитие и нефтегазоносность Сунтарского поднятия // В кн.: Микуленко К.И. (ред.) Тектоника и нефтегазоносность Якутии: Сборник научных трудов. Якутск: ЯНЦ СО АН СССР; 1989. С.59-67.

4. Сафронов А.Ф. Перспективы наращивания сырьевой базы нефтегазодобычи на территории Республики Саха (Якутия) // Наука и техника Якутии, 2009, №2 (17), с. 15-21.

5. Свинобоев, А.А., Сивцев А.И., Карпова М.И. Оценка запасов углеводородов Буягинской площади // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова, серия: Науки о Земле, 2025, № 2(38), с. 40-54.

УДК 330.15+338.24+51.7
DOI 10.48612/sibprint/2zza-3bdg-hb1g https://doi.org/10.48612/sibprint/2zza-3bdg-hb1g

Нефтегазовый сектор России в условиях геополитических вызовов[1]

Н. И. Пляскина

Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, Новосибирск
Новосибирский государственный университет

Аннотация. Приоритетом нефтегазового комплекса России в условиях современной геополитической ситуации является способность адекватно ответить на вызовы и угрозы. Глобальная климатическая повестка активизировала переход к «зеленой» экономике. Для сохранения конкурентных преимуществ многие компании реализуют инвестиционные проекты по снижению углеродного следа. В работе предложен подход к выбору проектов компании с учетом трансграничного углеродного налога, который апробирован на примере ПАО «Лукойл».
Ключевые слова: нефтегазовая компания, подход, стратегия, портфель инвестиционных проектов, математическая задача о ранце, трансграничный углеродный налог

The Russian Oil and Gas Sector Amid Geopolitical Challenges

N. I. Plyaskina

Institute of Economics and Industrial Engineering SB RAS, Novosibirsk
Novosibirsk State University

Abstract. The priority of the Russian oil and gas complex in the current geopolitical situation is the ability to adequately respond to challenges and threats. The global climate agenda has intensified the transition to a green economy. To maintain competitive advantages, many companies are implementing investment projects to reduce their carbon footprint. The paper proposed an approach to the selection of the company's projects taking into account the cross-border carbon tax, which was tested on the example of PJSC «Lukoil».
Keywords: oil and gas company, approach, strategy, portfolio of investment projects, mathematical problem about backpack, cross-border carbon tax

Введение. Ускорение процессов загрязнения окружающей среды, высокая концентрация парниковых газов в атмосфере планеты и увеличение температуры повышают вероятность деградации экосистемы земли в перспективе, что обусловливает особое внимание переходу к «зеленой экономике». В декабре 2015 г. было принято Парижское соглашение, которое подписано Россией и ратифицировано 23 сентября 2019 года [1,2]. В 2021 г. в России утверждена стратегия, направленная на сокращение к 2030 году выбросов CO_2 на 30% и достижение углеродной нейтральности к 2060 году [3]. Основным источником выбросов парниковых газов является энергетический сектор, на нефтегазовую промышленность приходится 45–53% всех углеродных выбросов российских экспортеров [4].

В зарубежной практике используются различные механизмы снижения углеродных выбросов. Широко применяется инструмент «зеленого» финансирования, наиболее распространенная форма которого – «зеленые» облигации. Они созданы для финансирования экологических проектов, направленных на охрану окружающей среды с положительными климатическими эффектами [5]. Развивается также рынок «зеленого» кредитования, используемый для инвестирования новых экологических проектов [6]. В ряде стран созданы банки, выдающие «зеленые» кредиты, этот механизм активно применяется в Китае [7]. Широкое распростране-

[1] © Н. И. Пляскина, 2026
Работа выполнена в рамках проекта НИР ИЭОПП СО РАН «Интеграция и взаимодействие мезоэкономических систем и рынков в России и в её восточных регионах: структуры, институты, регулирование», № 1025031900009-6.

ние имеет государственное субсидирование, направленное на содействие внедрению эффективных и доступных технологий на производствах, наносящих большой вред окружающей среде.

Россия активно работает в направлении «зеленой экономики», однако инструмент «зеленого» финансирования не стал приоритетным, что обусловлено недостаточной экономической обоснованностью, отсутствием законодательной базы для «зеленых» облигаций и высокими рисками экологических проектов [8].

Одним из основных механизмов углеродного регулирования в мировой практике является введение трансграничного углеродного налога (ТУН), платежи по которому направлены на компенсацию сопутствующих эмиссий (только охват 1) [9]. В целях сокращения выбросов парниковых газов с 2026 г. механизм трансграничного углеродного регулирования будет распространяться не только на прямые выбросы, но и на косвенные. Планируется взимать ТУН с компаний, не уделяющих внимание экологической повестке.

В этих условиях особую значимость для нефтяных компаний приобретает проблема выбора инвестиционной стратегии по снижению углеродного следа. Целью данного исследования является разработка подхода выбора эффективных инвестиционных проектов компании при ограничении на используемые инвестиции с учетом трансграничного углеродного налога. Новизна предлагаемого подхода состоит в использовании математической задачи о ранце для решения оптимизационной модели нефтегазовой компании. Подход апробирован на реальной информационной базе компании ПАО «Лукойл» при различных ставках углеродного налога на прогнозном периоде 2025-2030 гг.

Экономическая задача формирования портфеля инвестиционных проектов нефтегазовой компании. Нефтегазовая компания имеет ограниченный объем инвестиций и рассматривает лишь определенное количество новых инвестиционных проектов для реализации в перспективе, что обусловливает целесообразность формирования инвестиционного портфеля эффективных проектов. Данный портфель должен удовлетворять следующим условиям: затраты на выполнение проектов в его составе минимальны относительно всех рассматриваемых проектов, при этом достигается максимальный доход. Подобная экономическая задача относится к классу оптимизационных задач, адекватной математической интерпретацией которой является задача о ранце: формируется портфель, вместимость которого ограничена инвестициями компании, а доход от реализации (ценность всех предметов в ранце) должен быть максимальным из всех вариантов формирования портфеля [10].

В данной работе предлагается подход к решению задачи формирования портфеля инвестиционных проектов в условиях декарбонизации на основе имитационной модели деятельности нефтегазовой компании и оптимизационной модели. С использованием имитационной модели формируются экономические показатели: выручка, расходы, прибыль компании и объем инвестиций, направляемых на модернизацию производства. В рамках оптимизационной модели рассматривается определенное количество инвестиционных проектов и решается задача выбора проектов компании, что обусловливает использование точных методов. В предлагаемом подходе оптимизационная модель распределения инвестиционного фонда компании представлена в виде булевой задачи о ранце, при этом рассматривается вариант ограниченного рюкзака (каждый предмет можно взять только один раз), необходимо собрать рюкзак с максимальной ценностью предметов внутри, соблюдая весовое ограничение рюкзака. Для решения этой задачи выбран метод динамического программирования, который может работать с большим количеством проектов, обладает наименьшей трудоемкостью. [11]. Основная идея подхода базируется на рассмотрении исходной задачи как совокупности более мелких задач, решаемых последовательно и поэтапно, при этом на каждом следующем шаге используются результаты предыдущего.

С целью стимулирования деятельности нефтегазовой компании на снижение выбросов в условиях декарбонизации в модель добавлена ставка углеродного налога и годовые объемы выбросов по рассматриваемым проектам. Оптимизационная модель представлена линейной

задачей о ранце с бинарными переменными, целевая функция – максимум прогнозируемой прибыли.

В качестве предметов, заполняющих ранец, выступают рассматриваемые инвестиционные проекты, отличие от классической задачи о ранце в том, что любой предмет может быть взят в рюкзак только один раз. Вместимость рюкзака представляет объем инвестиций в модернизацию производства, направленную на сокращение выбросов CO_2, масса и ценность предметов выражены в виде затрат на реализацию проекта и прогнозируемой прибыли.

Апробация подхода на примере нефтяной компании ПАО «Лукойл». В 2021 году компания провозгласила намерение о достижении углеродной нейтральности к 2050 году, планирует создание индустрии улавливания, использования и хранения углерода – CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage), в результате которой возможно снижение выбросов на 100-500 млн. тонн CO_2 к 2050 году [12].

В работе проведены многовариантные расчеты с использованием реальной информационной базы компании на прогнозном периоде 2023-2030 гг. при различных ставках углеродного налога, принятых в диапазоне от 0 – 10 тыс. руб. за тонну выбросов CO_2. Данные для расчетов о возможных проектах модернизации производства взяты из открытых источников, в частности, представленных в отчетах компании. Инвестиционный фонд компании в модернизацию производства на сокращение выбросов CO_2 в рассматриваемом прогнозном периоде принят в размере 200 млрд. руб. [12]. Нами рассмотрено 10 инвестиционных проектов, основные показатели которых были сгруппированы в три категории по объемам генерируемых выбросов: нулевые выбросы; малые выбросы (снижение выбросов на 5-15%); средние выбросы (рост выбросов до 20%).

Проведенные расчеты показывают, что ставка углеродного налога в размере 3 тыс. рублей за тонну выбросов является стимулом для нефтегазовой компании к выбору проектов с различными типами выбросов. При этой ставке в инвестиционную стратегию включаются как проекты со средними выбросами, имеющие высокую прогнозируемую прибыль 10-25 млрд. руб., так и с нулевыми и малыми выбросами, прибыль которых значительно меньше и колеблется в диапазоне 1- 5 млрд. руб. При росте ТУН до 10 тыс. руб. выбираются все рассматриваемые проекты с нулевыми выбросами, что позволяет компании выполнить стратегию по сокращению выбросов на 20% к 2030 году. Однако, по выбранному множеству проектов прогнозируемая прибыль компании сокращается на 9 млрд. руб.

Заключение. Предлагаемый подход позволяет определить эффективный портфель инвестиционных проектов компании в условиях ограниченного инвестиционного фонда, при котором достигается максимальная прибыль и сокращение выбросов в зависимости от ставки ТУН.

Список литературы:

1. Парижское соглашение. Организации Объединенных Наций. – 2015. [Электронный ресурс]. URL: https://unfccc.int/sites/default/files/russian_paris_agreement.pdf.

2. Россия присоединилась к Парижскому соглашению по климату. [Электронный ресурс]. URL: https://www.rbc.ru/politics/23/09/2019/5d88a9089a79475f76930863.

3. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 г. № 3052-р «Стратегия социально-экономического развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года». [Электронный ресурс]. URL: http://government.ru/docs/43708/.

4. Трансграничный углеродный налог в ЕС: вызов российской экономике, 2020. [Электронный ресурс]. URL: https://econs.online/articles/opinions/transgranichnyy-uglerodnyy-nalog-v-es-vyzov-rossiyskoy-economike/.

5. Богачева О. В., Смородинов О. В. «Зеленые» облигации как важнейший инструмент финансирования «зеленых» проектов // Финансовый журнал. Научно-исследовательский финансовый институт, 2016, № 2, с. 70–81.

6. Luo C., Fan S., Zhang Q. Investigating the influence of green credit on operational efficiency and financial performance based on hybrid econometric models // International Journal of Financial Studies, 2017, vol. 5, no. 4, pp. 1–19. DOI: 10.3390/ijfs5040027.

7. International Finance Corporation. China's Green Credit Policy: Building Sustainability in the Financial Sector. [Электронный ресурс]. URL: https://www.wilsoncenter.org/sites/default/files/Motoko%20/ Aizawa.pdf.

8. Мирошниченко О. С., Мостовая Н. А. «Зеленый» кредит как инструмент «зеленого» финансирования // Финансы: теория и практика, 2019, 23(2), с. 31-43. DOI: 10.26794/2587-5671-2019-23-2-31-43.

9. Трансформация мировой экономики: возможности и риски для России. Научный доклад. Под ред. А.А. Широва. М., Динамик Принт, 2024, 144 с.

10. Гимади Э.Х., Глебов Н.И. Математические модели и методы принятия решений. Учебное пособие. Новосибирск, Новосибирский государственный университет, 2008, 163 с.

11. Моисеев Н. Н. Методы динамического программирования в теории оптимальных управлений // Журнал вычислительной математики и математической физики, 1964, том 4, номер 3, с. 485–494.

12. Сайт компании Лукойл, 2023. [Электронный ресурс]. URL: https://lukoil.ru/InvestorAndShar.

УДК 552.5: 550.4 +551.76
DOI 10.48612/sibprint/f5au-rxek-m9bd https://doi.org/10.48612/sibprint/f5au-rxek-m9bd

Условия формирования обогащенных органическим веществом пограничных юрско-меловых отложений на севере Восточной Сибири[1]

А. Ю. Попов, Б. Л. Никитенко, Е. Б. Пещевицкая, Е. А. Фурсенко

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

Аннотация. На основе комплексных исследований минералого-петрографических и литогеохимических характеристик пород, специфики развития сообществ микробентоса и микропланктона, особенностей состава органического вещества серии опорных пограничных юрско-меловых разрезов Анабаро-Ленского осадочного бассейна охарактеризованы условия накопления горизонтов, обогащенных органическим веществом. Новые данные будут способствовать созданию модели нефтегазоносности шельфовых территорий моря Лаптевых.
Ключевые слова: литология, палиноморфы, биофации, органическое вещество, верхняя юра, нижний мел, Восточная Сибирь, Арктика.

Conditions of formation of organic-rich Jurassic-Cretaceous boundary sediments in northern East Siberia

A. Yu. Popov, B. L. Nikitenko, E. B. Pestchevitskaya, E. A. Fursenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. Based on comprehensive studies of mineralogical-petrographic and lithogeochemical characteristics of rocks, the specifics of the development of microbenthic and microplanktonic communities, and the composition of organic matter in a series of reference Jurassic-Cretaceous sections of the Anabara-Lena sedimentary basin, the conditions of accumulation of organic-rich horizons have been characterized. These new data will contribute to the development of a model for the oil and gas potential of the Laptev Sea shelf areas.
Keywords: lithology, palynomorphs, biofacies, organic matter, Upper Jurassic, Lower Cretaceous, Eastern Siberia, Arctic.

Введение. На северных территориях Восточной Сибири в позднеюрскую эпоху и начале бореального берриаса сложились весьма специфические условия, которые обусловили низкие темпы поступления терригенного кластического материала в палеобассейн, высокую биопродуктивность вод и расширение площади придонных зон, обедненных кислородом. Здесь, как и во многих бореальных и арктических бассейнах, шло формирование конденсированных существенно глинистых толщ, обогащенных органическим веществом (ОВ) и аутигенными минеральными образованиями. В свете возрастающего интереса нефтегазодобывающих компаний к шельфовым районам Сибири, в том числе нефтегазоносному потенциалу шельфа моря Лаптевых, весьма актуальным является всесторонние исследования пограничных юрско-меловых толщ региона, обладающих нефтегазогенерационным потенциалом.

Основным объектом проведенных исследований являются волжский ярус и бореальный берриас Анабаро-Ленского осадочного бассейна, которые в районе исследований соответствуют буолкалахской свите, за исключением северо-западной части, где они соответствуют нижней подсвите паксинской свиты.

Материал и методы. Рассмотрены опорные разрезы пограничных юрско-меловых толщ, расположенные в разных фациальных зонах Анабаро-Ленского осадочного бассейна: разрез на мысе Урдюк-Хая п-ова Нордвик (А33, 102 м), сводный разрез в нижнем течении р. Анабар (А7, 5 м и А9, 32 м), разрез в нижнем течении р. Оленек (О14, 50 м) и разрез на побережье Оленек-

[1] © А. Ю. Попов, Б. Л. Никитенко, Е. Б. Пещевицкая, Е. А. Фурсенко, 2026
Работа выполнена в рамках проекта НИР ИНГГ СО РАН №FWZZ-2026-0042

ского залива (Оз23, 21 м). Расчленение всех изученные разрезов выполнено на современной лито- и биостратиграфической основе. Реконструкция условий формирования отложений выполнена на основе комплекса методов. Литолого-фациальный анализа позволил оценить обстановки, скорость и характер седиментации. Биофациальные исследования позволили оценить различные характеристики микропалеонтологических и палинологичеких ассоциаций, палеоклиматические условия, глубины палеобассейна и придонные редокс обстановки. Анализ литогеохимических особенностей отложений позволил оценить характер седиментации, степень химического выветривания в областях сноса, и придонные редокс обстановки. Для оценки степени химического выветривания пород петрофонда анализировались петрохимические характеристики пород [1] и значения индекса химического изменения CIA [2]. Для реконструкций окислительно-восстановительных условий придонных вод был проанализирован ряд геохимических индексов и индикаторных диаграмм [3, 4, 5, 6, 7]. Методами органической геохимии изучено распределение $C_{орг.}$, изотопный состав органического углерода, структурно-групповой и молекулярный состав битумоидов.

Полученные результаты. Комплексное изучение отложений позволило реконструировать условиях их формирования и проследить изменения во времени. В целом, волжский век и начало бореального берриаса характеризовались в рассматриваемом регионе крайне низкими темпами поступления терригенного обломочного материала в палеобассейн. Учитывая выявленную биостратиграфическую непрерывность рассматриваемых отложений, отношения мощностей ко времени формирования толщ позволяют рассматривать их как сверхконденсированные, со скоростью седиментации менее 0,5 см/тыс. лет. Осадконакопление происходило при пелагиализации неритовых мелководных обстановок в результате быстрого повышения уровня моря [8]. В период накопления средней и верхней частей бореального берриаса происходило постепенное увеличении скоростей осадконакопления, однако, значительная часть отложений также являлась конденсированной.

Вещественные характеристики глауконитового пласта основания буолкалахской свиты позволяют предположить, что во время, предшествующее его формированию, на значительной части рассматриваемой территории в обстановках крайнего мелководья при нестабильной береговой линии шел многократный перемыв осадков. Часть этого материала, обогащенная глауконитовыми глобулами и различными фаунистическими остатками, захоронилась в базальном трансгрессивном пласте, формировавшимся в западной части морского палеобассейна начиная с конца позднего оксфорда-кимериджа, а в восточной – с начала волжского века. В наиболее глубоководной части бассейна (разрез А33) в кимеридже в обстановках средней сублиторали шло накопление алевритовой толщи, в значительной степени обогащенной глауконитовым материалом.

В ранне-средневолжское время во всем бассейне началась форсированная трансгрессия. Затопление низменных прибрежных территорий и миграция береговой линии вглубь континента привели к резкому снижению количества поступающего в бассейн кластического материала с одновременным обогащением вод питательными органическими и минеральными веществами. Судя по характеру бентоса, в прибрежных участках, вероятно, имели место застойные заливно-лагунные обстановки. На значительной части территории шло накопление конденсированных илистых осадков в обстановках средней сублиторали с обедненными кислородом придонными условиями. В районе нижнего течения р. Оленек (разрез О14), вероятно, существовал относительно мелководный залив с пониженной гидродинамической активностью вод. В северо-западном направлении он соединялся с более глубоководными акваториями (разрез А33). Вблизи Анабарского щита и поднятия в районе дельты р. Лены (разрезы А7, А9 и Оз23) в первой половине волжского века существовали мелководные застойные условия.

В поздневолжское время в Анабаро-Ленском палеобассейне на фоне все еще широкого распространения обстановок средней сублиторали наблюдается некоторое уменьшении глубин. Обстановки нижней сублиторали сохраняются на северо-западе территории (разрез А33). Данные лито- и биофациального анализов разрезов А33 и О14 свидетельствуют об имевшем

место трансгрессивном эпизоде развития палеобассейна в начале бореального берриаса. Отложения, формировавшиеся в это время, также обогащаются органическим веществом аквагенного генотипа с высоким нефтегенерационным потенциалом.

На протяжении второй половины бореального берриаса происходило постепенное увеличение темпов осадконакопления при снижении глубин палеобассейна. Обстановки средней сублиторали постепенно уступали место обстановкам внешней части верхней сублиторали, наиболее выраженным в относительно близбереговых разрезах А7, А9 и Оз23. На границе бореального берриаса и валанжина практически повсеместно начинается накопление существенно мелководных алеврито-песчаных толщ. Характер фаунистических остатков свидетельствует об определенном опреснении некоторых прибрежных участков палеобассейна, особенно в его восточной части.

Таким образом, волжский век и начало бореального берриаса характеризовались крайне невысокими темпами поступления терригенного обломочного материала в палеобассейн, а затопление прибрежных низменных территорий и гумидный климат способствовали поступлению большого количества питательных веществ. На значительных участках умеренно мелководного шельфа установились условия, благоприятные для развития планктонных сообществ, являющихся основным источником захоронившегося аквагенного ОВ. Стабильный солевой и геохимический состав вод здесь сочетался с хорошим прогревом вод. Интенсивная переработка сульфатредуцирующими бактериями поступающей в больших количествах отмершей органики, на фоне невысокой гидродинамической активности вод обширного окраинного моря, приводила к установлению дисоксидных придонных условий уже при относительно небольших глубинах, что способствовало высокой сохранности поступающего в осадок ОВ.

Активная фоссилизация ОВ на разных территориях происходила несинхронно. В наиболее мелководных участках (разрезы А7, А9, Оз23) она проявилась лишь в период максимальной трансгрессии в середине волжского века. В умеренно мелководных обстановках шельфа (разрез О14) благоприятные для накопления ОВ условия существовали лишь в период максимальной трансгрессии в середине волжского века. С началом регрессивного этапа и лучшим прогревом вод началось обогащение осадков аквагенным ОВ в более уделенных от берега областях палеобассейна (разрез А33). Отметим, что потепление в поздневолжское время и начале бореального берриаса подтверждается составом макрофауны, палинологическими данными и геохимическими показателями.

Период активной фоссилизации ОВ в начале бореального берриаса, фиксируемый в разрезах О14, А33, вероятно, отражает трансгрессивный эпизод развития палеобассейна, протекавший при благоприятном температурном режиме вод. Как и для волжского времени, в более глубоководной его части это событие проявлено с некоторым запозданием.

Заключение. Таким образом, проведенные комплексные исследования позволили проследить смену условий формирования верхнеюрско-нижнемеловых отложений, обогащенных органическим веществом, в Анабаро-Ленском осадочном бассейне. Выявленные закономерности позволяют дополнить и уточнить представления об эволюции палеобассейна в рассматриваемый период, что, в свою очередь, будет способствовать созданию модели нефтегазоносности южных шельфовых районов моря Лаптевых.

Список литературы:

1. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Основы литохимии. СПб., Наука, 2000, 479 с.
2. Nesbitt H.W., Young G.M. Early Proterozoic climates and plate motions inferred from major element chemistry of lutites // Nature, 1982, v. 299, p. 715–717.
3. Эрнст В. Геохимический анализ фаций. Л., Недра, 1976, 127 с.
4. Lewan M.D. Factors controlling the proportionality of vanadium to nickel in crude oils // Geochim. Cosmochim. Acta, 1984, v. 48, p. 2231–2238.
5. Jones B., Manning D.A.C. Comparison of geochemical indices used for the interpretation of palaeoredox conditions in ancient mudstones // Chem. Geol., 1994, v. 111, p. 111–129.

6. Bennett, W.W., Canfield, D.E. Redox-sensitive trace metals as paleoredox proxies: A review and analysis of data from modern sediments // Earth Sci. Rev., 2020, v. 204, 103175.

7. Tribovillard, N., Algeo, T.J., Lyons, T., Riboulleau, A. Trace metals as paleoredox and paleoproductivity proxies: an update // Chem. Geol., 2026, v. 232 (1), p. 12–32.

8. Барабошкин Е. Ю. Конденсированные разрезы: терминология, типы, условия образования // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология, 2009, №. 3, с. 13–20.

УДК 551.735+551.736(470.53)
DOI 10.48612/sibprint/6mbr-h991-437x https://doi.org/10.48612/sibprint/6mbr-h991-437x

Характеристика органического вещества каменноугольно-нижнепермских потенциально нефтематеринских пород центральной части Предуральского краевого прогиба[1]

П. П. Попов, М. А. Большакова

Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова

Аннотация. Исследовано органическое вещество (ОВ) каменноугольных и раннепермских отложений в пределах Соликамской и Юрюзано-Сылвенской депрессии, а также Косьво-Чусовской седловины. Определено содержание ОВ в породах, его тип, генерационный потенциал и катагенетическая преобразованность. Проведено сопоставление биомаркерных показателей нефтей и битумоида пород материнских толщ территории исследования. Основой для проведения исследований послужили образцы каменного материала из скважин в пределах Юрюзано-Сылвенской и Соликамской депрессии, Косьво-Чусовской седловины, и обнажения раннепермских пород зоны сочленения Юрюзано-Сылвенской депрессии и Бымско-Кунгурской впадины, а также один образец нефти из нижнепермских отложений. Также промоделировано два профиля.

Ключевые слова: Предуральский краевой прогиб, Юрюзано-Сылвенская депрессия, Соликамская депрессия, Косьво-Чусовская седловина, пермская система, нефтегазоматеринские породы, органическое вещество, пиролиз, кинетические исследования, биомаркерный анализ, углеводороды.

Characteristics of Carboniferous-Permian deposits in the central part of the Pre-Ural Foredeep

P. P. Popov, M. A. Bolshakova

Lomonosov Moscow State University, Moscow

Abstract. The organic matter (OM) of Carboniferous and Early Permian deposits was studied within the Solikamsk and Yuryuzan-Sylven depressions, as well as the Kosvo-Chusovskaya saddle. The content of OM in rocks, its type, generation potential and catagenetic transformation were determined. A comparison of biomarker indicators of oils and bitumen from source rocks of the study area was carried out. The basis for the research was samples of rock material from wells within the Yuryuzan-Sylvenskaya and Solikamsk depressions, the Kosvo-Chusovskaya saddle, and outcrops of Early Permian rocks from the junction zone of the Yuryuzan-Sylvenskaya depression and the Bym-Kungur depression, as well as one oil sample from the Lower Permian deposits. Two profiles were also modeled.

Keywords: Pre-Ural foredeep, Yuryuzan-Sylva depression, Solikamsk depression, Kosva-Chusovaya saddle, Permian system, petroleum source rocks, organic matter, pyrolysis, kinetic studies, biomarker analysis, hydrocarbons.

Введение. В центральной части Предуральского краевого прогиба основными нефтегазоматеринскими породами считаются отложения рифея, венда и девона [1, 2]. Однако каменноугольные и нижнепермские отложения также залегают на достаточной глубине, чтобы войти в главную зону нефтегазообразования [3], и, вероятно, могут рассматриваться как нефтегазоматеринские в этой части бассейна. Нефтематеринский потенциал данных пород доказан на сопредельных территориях, южной части Предуральского краевого прогиба и Башкирском своде. [4, 5] Однако, многие вопросы, связанные с генерационным потенциалом каменноугольных и пермских отложений, остаются не до конца выясненными. Слабо охарактеризованы условия накопления и катагенетического преобразования органического вещества в этих породах, от-

[1] © Попов П. П., Большакова М. А., 2026.

сутствуют детальные геохимические корреляции между битумоидами из материнских толщ каменноугольного, пермского возраста с нефтями из продуктивных горизонтов.

Целью настоящей работы является оценка нефтегазоматеринского потенциала каменноугольных и нижнепермских отложений в центральной части Предуральского краевого прогиба и определение их возможной роли в формировании залежей углеводородов на основе комплекса геохимических исследований и геолого-геохимического моделирования.

Материалы и методы. В рамках настоящей работы выполнен комплекс геохимических и углепетрографических исследований. По образцам каменноугольных и пермских материнских толщ, отобранным из скважин, пробуренных в пределах территории работ, проведены пиролитические исследования. Образцы каменного материала из обнажения нижнепермской потенциальной материнской толщи (дивьинская свита) исследованы методами пиролиза, экстракции, хромато-масс-спектрометрии, а также выполнены углепетрографические исследования. Методами хромато-масс-спектрометрии изучена нефть из артинских отложений нижней перми Копальнинского месторождения (Юрюзано-Сылвенская депрессия). Для двумерного геолого-геохимического моделирования использованы субширотный и субмеридиональный композитные профили. Субширотный композитный профиль составлен из сейсмических профилей 1506i01a, 1506i01, 1506i203 и 1506i203a, субмеридиональный профиль составлен из сейсмических профилей 121001, 121002, 12202a, 12202в [6, 7].

Результаты. В окских (нижнекаменноугольных) отложениях содержание общего органического углерода (ТОС) не превышает 2,1 % (среднее значение – 0,91 %). Значения водородного индекса (HI) достигают 169 мг УВ/г ТОС; органическое вещество относится к III типу. В отложениях тульского горизонта содержание ТОС низкое и редко превышает 1,8 %. Значения HI составляют до 51 мг УВ/г ТОС (рисунок 1). Органическое вещество относится к III типу. В отложениях башкирского яруса ТОС достигает максимум 0,89 % (среднее – 0,47 %). Максимальные значения HI достигают 239 мг УВ/г ТОС. Тип керогена смешанный II/III, близкий к III. В верейских отложениях значения ТОС не превышают 3 %, HI – до 240 мг УВ/г ТОС. Тип керогена смешанный II/III, близкий к III.

В ассель-сакмарских материнских толщах содержание органического углерода колеблется от 0,2 до 1,7 %. Уровень водородного индекса свидетельствует о том, что органическое вещество относится к керогену III типа. Значения Tmax (от 437 до 444 °C) свидетельствуют о термической зрелости стадий $МК_1$–$МК_2$ (рисунок 1). В артинских образцах из обнажения дивьинской свиты содержится значительное количество органического углерода – в среднем более 1,5–2 %. Водородный индекс свидетельствует о том, что органическое вещество относится к керогену II типа со значительными примесями органического вещества III типа. Все проанализированные образцы имеют невысокую термическую зрелость с Tmax около 436 °C ($ПК_3$– $МК_1$), показатель отражения витринита (для сингенетичного витринита) составляет Ro-0,54 % ($МК_1$).

Судя по высокому содержанию и типу органического вещества, породы нижнепермских материнских толщ характеризуются значительным нереализованным потенциалом. Степень выработанности потенциала отложений нижнепермских материнских толщ в наиболее погруженных частях территории исследований достигает 23–35 %, каменноугольных материнских толщ – до 80 %, что означает, эти породы могли внести свой вклад в формирование нефтегазоносности Предуральского краевого прогиба.

По результатам хромато-масс-спектрометрических исследований в образцах идентифицированы н-алканы $С_{14}$-$С_{41}$. Низкомолекулярные н-алканы обнаружены в следовых количествах. Изопренаны пристан ($iС_{19}$) и фитан ($iС_{20}$) опознаны в нефти, но не во всех образцах из обнажения. Практически во всех образцах из обнажения наблюдается нечетность, доминирование н-алканов с нечетным количеством атомов углерода над четными, в области высокомолекулярной части н-$С_{23}$-н-$С_{31}$. В образце нефти наблюдается равномерный спад концентрации н-алканов в диапазоне от н-$С_{17}$ до н-$С_{38}$.

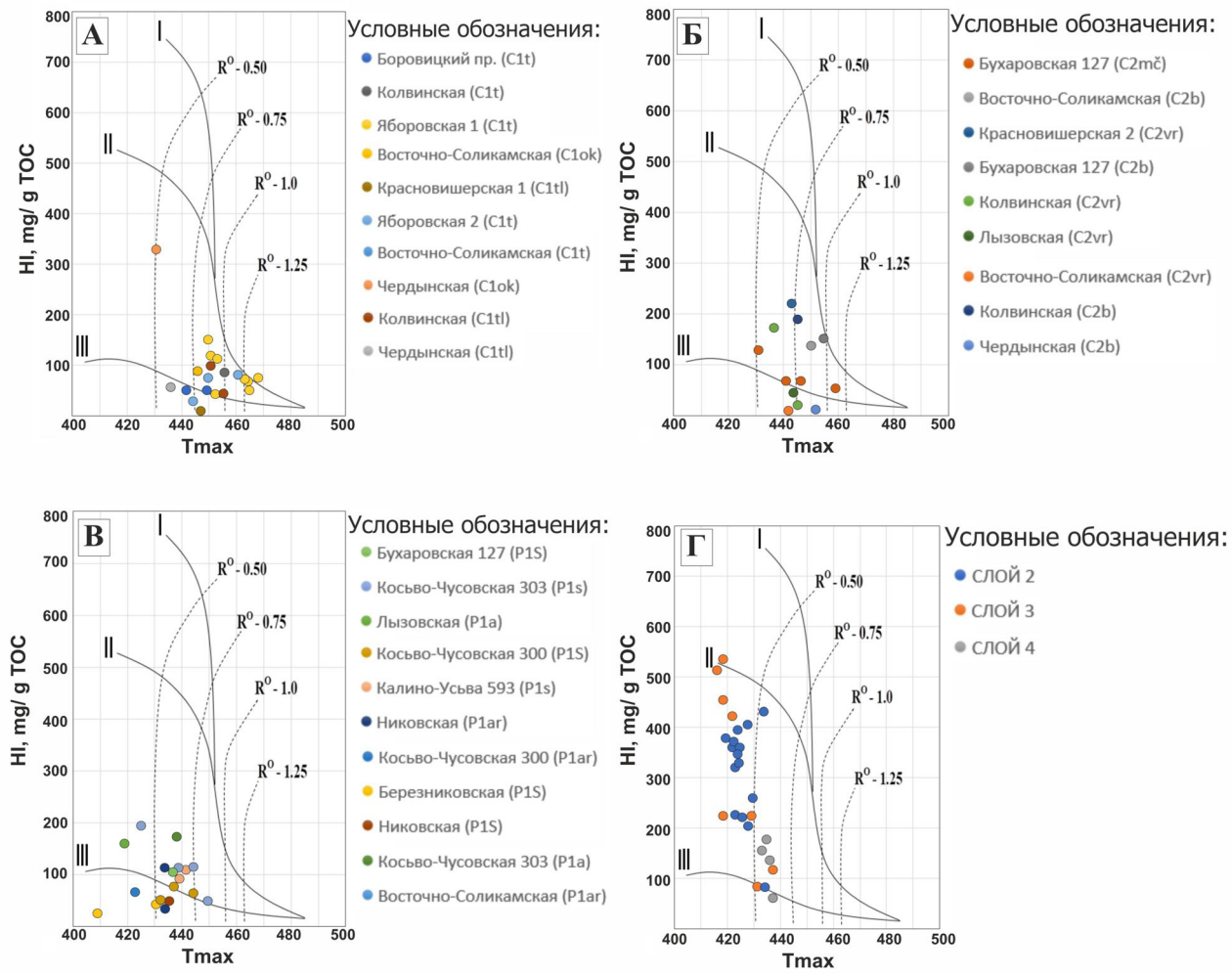


Рисунок 1. Результаты пиролитических исследований на диаграмме HI от Tmax для образцов из скважин и обнажений

Условные обозначения: А – нижнекаменноугольные отложения, Б – среднекаменноугольные отложения, В – пермские отложения, Г – пермские образцы из обнажения.

Исходя из распределения стеранов ОВ накапливалось в прибрежно-морских условиях заливов, лагун или устьев. Наблюдается схожесть условий накопления для дивьинской свиты и исходного органического вещества нефти.

По данным ароматической группы соединений (фенантрен и метилфенантрены, дибензотиофен и метилдибензотиофены) значения MPI1 плохо коррелируются с данными о зрелости образцов из обнажения и нефти (значения лежат в одном диапазоне). Значение же 4MDBT/ 1MDBT более достоверные, и указывают на низкую зрелость ОВ в образцах из обнажения (что также согласуется с данными пиролиза и углепетрографическими исследованиями), а в нефти значения 4MDBT/ 1MDBT указывают на начало нефтегенерации (эквивалент VR_0 (%) 0,5–0,7 %).

Заключение. По данным пиролитических исследований, органическое вещество окских и тульских отложений нижнего карбона характеризуется низкими значениями водородного индекса (HI до 169 и 51 мг УВ/г ТОС соответственно) и относится к керогену III типа. В среднекаменноугольных отложениях (башкирский ярус, верейский горизонт) значения HI достигают 239–240 мг УВ/г ТОС, что позволяет отнести их к смешанному типу II/III, близкому к III. В ассель-сакмарских толщах ОВ также соответствует III типу и характеризуется зрелостью стадий $МК_1$–$МК_2$ (Tmax=437–444°C). Наибольший нефтематеринский потенциал среди изученных объектов связан с дивьинской свитой нижней перми, где ТОС превышает 1,5–2 %,

а кероген относится к типу II с примесью III при низкой термической зрелости (стадия $МК_1$, Ro ~ 0,54 %).

По данным биомаркерного анализа нефти из артинских отложений и битумоида нижнепермских материнских пород, органическое вещество в образцах из обнажения и исходное ОВ нефти накапливались в мелководно-морских восстановительных условиях. Образец нефти характеризуется более высокой катагенетической преобразованностью по сравнению с образцами из обнажения, у которых степень преобразованности невысокая и соответствует началу нефтяного окна (в более погруженных частях Юрюзано-Сылвенской депрессии зрелость дивьинской свиты может быть выше) [8]. Несмотря на сходные условия формирования ОВ, в нефти Копальнинского месторождения отмечен больший вклад гумусового ОВ. Согласно этим и ранее проведенным исследованиям [9], дивьинская свита, вероятно, не является единственной материнской толщей для данной нефти, однако её вклад в формирование не исключается. Требуются дальнейшие исследования и анализ материнских толщ прогиба.

Авторы выражают благодарность за содействие в исследованиях Прониной Н. В., Хопте И. С., Кожанову Д. Д., Пономаревой Г. Ю., и Зотовой П. Г.

Список литературы:

1. Кожанов Д. Д., Большакова М. А. Оценка вклада докембрийских отложений в формировании нефтеносности восточной части Волго-Уральского бассейна по результатам моделирования //Записки Горного института. 2024. №. 266. С. 199-217.

2. Орлова А. Ю., Полудеткина Е. Н. Геохимия нефтей и органического вещества доманиковых отложений южно-татарского свода //Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2023. Т. 18. №. 1. С. 188-208.

3. Мизенс Г.А. Верхнепалеозойский флиш западного Урала. УрО РАН, 1997.

4. Кожевникова Е. Е., Яковлев Ю. А., Цыплякова Т. С. Геолого-геохимическая корреляция нефтей нижнепермских и каменноугольных отложений на территории Башкирского свода и Предуральского прогиба //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – №. 11. – С. 7-14

5. Осипов А. В., Малкаров К. Х., Расулов И. И. Интерпретация геохимических параметров органического вещества палеозойских отложений Предуральского краевого прогиба // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени ИМ Губкина. – 2019. – №. 2. – С. 5-18.

6. Колчанова Р.Н., Кузнецова Н.М., Березина Е.Г. и др. Региональные сейсморазведочные исследования геологического строения Юрюзано-Сылвенской депрессии с целью выявления региональных зон нефтегазонакопления, связанных с Камско-Кинельской системой прогибов: отчет сейсмических партий 15, 12 / ОАО «Пермнефтегеофизика». 2003. 115 с. 23 л. граф. пр.

7. Соколова Е.В. Информационный отчет «Зонально-региональные геофизические исследования (сейсморазведка в комплексе с гравиметрической съемкой) на Саргинской площади в восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции»: В 3 кн. / ФГУНПП «Росгеолфонд», ФГУ «Уральский ТФГИ», ФГУГП «Баженовская геофизическая экспедиция». Кн. 1. 221 л. Кн. 2. 157 л. Кн. 3. 215 л.

8. Попов П.П., Большакова М.А., Пономарева Г.Ю., Хопта И.С. Характеристика нижнепермских потенциально нефтегазоматеринских толщ Предуральского краевого прогиба на примере дивьинской свиты // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2025. № 1. С. 60–68.

9. Попов П.П., Большакова М.А., Пронина Н.В., Хопта И.С. Нефтематеринский потенциал пермских отложений Юрюзано-Сылвенской депрессии Предуральского краевого прогиба // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2026. № 1. С. 35–48.

УДК 339.926
DOI 10.48612/sibprint/tzme-32z8-zf3p https://doi.org/10.48612/sibprint/tzme-32z8-zf3p

Региональная трансформация мирового нефтяного рынка[1]

И. В. Проворная

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН, Новосибирск

Аннотация. Рассматриваются структурные изменения мирового рынка нефти в долгосрочной ретроспективе (1965–2025 гг.) и их влияние на современную конъюнктуру. Показано, что глобальный центр нефтедобычи сместился из Северной Америки и Европы на Ближний Восток и в Азиатско-Тихоокеанский регион, тогда как центр мирового спроса окончательно находится в АТР. Сделан вывод о формировании многополярной системы поставок, в которой традиционные механизмы регулирования уступают место рыночной конкуренции и региональной логистической адаптации.
Ключевые слова: мировой рынок нефти, добыча нефти, потребление нефти, региональная структура, геополитические риски, санкционные ограничения

Regional transformation of the global oil market

I. V. Provornaya

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
Federal Research Center for Coal and Coal Chemistry SB RAS, Novosibirsk

Abstract. The article examines the structural changes in the global oil market in the long term (1965-2025) and their impact on the current economic situation. It is shown that the global center of oil production has shifted from North America and Europe to the Middle East and the Asia-Pacific region, while the center of global demand is definitively located in the Asia-Pacific region. It is concluded that a multipolar supply chain is being formed, in which traditional regulatory mechanisms are giving way to market competition and regional logistical adaptation.
Keywords: global oil market, oil production, oil consumption, regional structure, geopolitical risks, sanctions restrictions

Введение. Нефтяная промышленность на протяжении последних десятилетий остается одним из ключевых секторов мировой экономики, обеспечивая значительную часть первичного энергопотребления и оказывая системное влияние на макроэкономические показатели стран-производителей и стран-потребителей. Однако в последнее десятилетие нефтяной рынок вступил в фазу глубокой структурной трансформации, обусловленной не только циклическими колебаниями цен, но и фундаментальными сдвигами в региональной структуре как добычи, так и потребления углеводородного сырья.

Актуальность исследования определяется необходимостью осмысления новых реалий глобального нефтяного рынка, на котором традиционные центры силы уступают место новым игрокам, а логистические цепочки подвергаются перестройке под влиянием технологических, экономических и геополитических факторов. Особый интерес представляет трансформация роли отдельных регионов в глобальной системе поставок: если в середине XX в. доминировали Северная Америка и Европа, то сегодня ключевые позиции занимают Ближний Восток и Азиатско-Тихоокеанский регион.

Цель настоящей работы – выявить основные тенденции трансформации региональной структуры мирового рынка нефти.

---

[1] © И. В. Проворная, 2026
Работа выполнена при финансовой поддержке РНФ, проект 25-18-00647

Региональная структура добычи нефти. Рост мировой добычи нефти за последние 60 лет носит крайне неравномерный региональный характер (рис. 1) [1].

Наибольший рост демонстрирует Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР), где добыча увеличилась почти в 8 раз, что обусловлено появлением новых крупных производителей. В первую очередь Китая, который в 1980–1990-х гг. начал активно наращивать собственную добычу для обеспечения стремительно растущего внутреннего спроса, а также стран Юго-Восточной Азии (Индонезия, Малайзия, Вьетнам) [2].

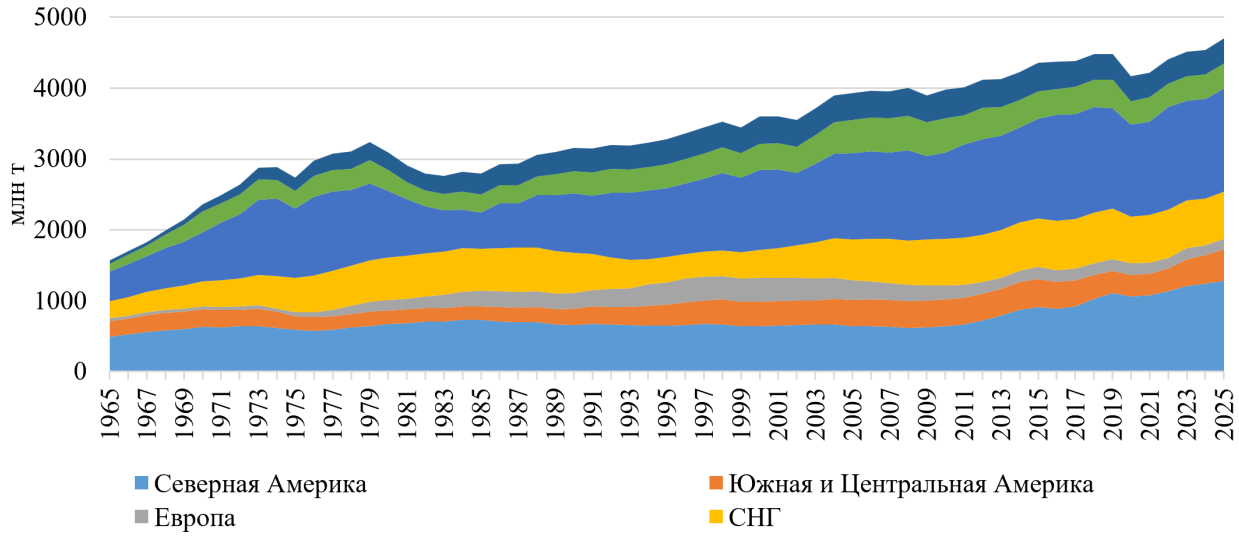


Рисунок 1. Региональная добыча нефти в мире с 1965-2025 гг.

Источник: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2026

Ближний Восток традиционно рассматривается как основной источник запасов мировой нефти. Этот регион не только сохранил, но и укрепил свою роль в глобальном предложении, чему способствовали как масштабные инвестиции в разработку новых месторождений, так и относительно низкая себестоимость добычи по сравнению с другими регионами. Страны Персидского залива (Саудовская Аравия, Ирак, ОАЭ, Кувейт) и Иран обеспечивают основную часть прироста.

Добыча в Африке выросла в 3,4 раза, что отражает освоение новых месторождений в Нигерии, Анголе, Ливии и странах Западной Африки, а также развитие глубоководных проектов у побережья континента.

Значительно более скромные показатели демонстрируют традиционные нефтедобывающие регионы. Добыча в Северной Америке увеличилась в 2,6 раза. Однако в абсолютных значениях США в настоящее время являются мировым лидером по добыче за счет сланцевой революции последнего десятилетия [3]. Относительно низкий темп роста объясняется высокой добычей в 1965 г., когда Северная Америка уже была крупнейшим производителем, а также исчерпанием ряда традиционных месторождений.

Увеличение добычи нефти в Европе в 3,9 раза с 1965 г. отражает исторический рывок, связанный с освоением месторождений в Северном море, однако этот рост остался в прошлом. Регион исчерпал свой ресурсный потенциал, и сегодня сталкивается с необратимым снижением производства на фоне стагнации внутреннего спроса и переориентации на импортные поставки.

Добыча в Южной и Центральной Америке увеличилась примерно в 2 раза, при этом основным драйвером роста стала Бразилия с ее глубоководными проектами на шельфе, в то время как добыча в Венесуэле в последние годы демонстрирует стагнацию и падение.

Региональная структура потребления нефти. Проведенный анализ позволяет выявить фундаментальные сдвиги в глобальном распределении спроса на нефть (рис. 2). Если в сере-

дине XX века мировое потребление было сосредоточено преимущественно в Северной Америке и Европе, которые совместно обеспечивали более 60% глобального спроса, то к 2025 г. произошло кардинальное изменение. Азиатско-Тихоокеанский регион стал безусловным лидером, увеличив потребление в 11 раз относительно уровня 1965 г., что отражает стремительную индустриализацию Китая, Индии и стран Юго-Восточной Азии, а также рост их населения и урбанизацию.

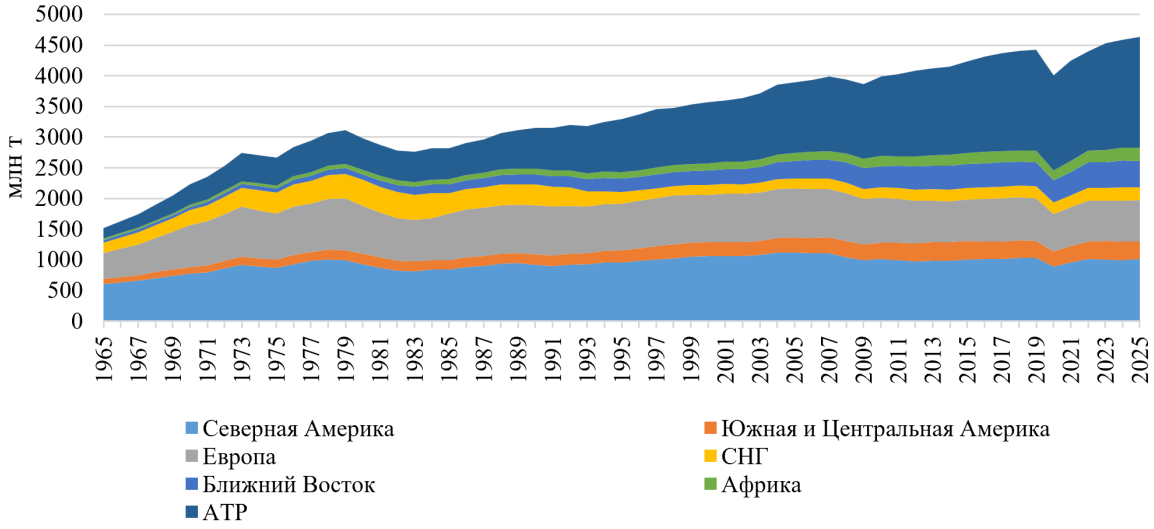


Рисунок 2. Региональная добыча нефти в мире с 1965-2025 гг.

Источник: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2026

Ключевое противоречие. Сопоставление объемов добычи и потребления нефти позволяет выявить фундаментальное противоречие современного нефтяного рынка: центр добычи и центр потребления все больше удаляются друг от друга.

Это влечёт за собой три ключевых последствия.

Во-первых, наблюдается стремительный рост объёмов международных поставок нефти и соответствующее увеличение танкерного тоннажа, параллельно ускоряется развитие трубопроводной сети, прежде всего в направлении Ближний Восток – Азиатско-Тихоокеанский регион.

Во-вторых, усиливается зависимость стран-импортеров (в особенности государств ЕС, Китая, Индии и Японии) от стабильности транзитных коридоров и от геополитической обстановки в регионах-экспортёрах, в том числе в районе Ормузского пролива, Баб-эль-Мандеба и Суэцкого канала.

В-третьих, возрастает уязвимость глобальной нефтяной инфраструктуры перед политическими и военными рисками.

Заключение.

Анализ показывает, что за 1965–2025 гг. мировой нефтяной рынок претерпел глубокую структурную перестройку. Центр добычи нефти сместился в сторону Ближнего Востока и АТР, при этом Азиатско-Тихоокеанский регион стал главным драйвером спроса на нефть, а растущий разрыв между районами производства и потребления усилил зависимость рынка от транзитных маршрутов, геополитических рисков и внешних шоков.

Список литературы:

1. Energy Institute. (2026). Statistical Review of World Energy 2026. London: Energy Institute. [Электронный ресурс]. URL: https://www.energyinst.org/statistical-review (дата обращения: 16.07.2026).

2. Проворная И.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Карюк А.О. Оценка энергетической бедности стран мира: влияние добычи и потребления энергоносителей // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2026, № 3 (200), с. 67-76.

3. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Комарова А.В., Мишенин М.В. Влияние добычи нефти из трудноизвлекаемых запасов на экономику и инновационное развитие нефтегазовой отрасли // Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа – XXI век: Материалы Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 150-летию академика АН СССР И.М. Губкина и 110-летию академика АН СССР и РАН А.А. Трофимука. Новосибирск, 2021, с. 236-239.

УДК 550.4, 550.837.211
DOI 10.48612/sibprint/kpzu-87ha-4bmf https://doi.org/10.48612/sibprint/kpzu-87ha-4bmf

Состав и распределение углеводородных газов в геоструктурах Кындалского грабена в связи с уточнением нефтегазоносности[1]

П. Н. Прохорова[1], А. И. Гресов[2], Е. П. Развозжаева[1]

[1] Институт тектоники и геофизики им Ю. А. Косыгина ДВО РАН, Хабаровск
[2] Тихоокеанский океанологический институт им. В. И. Ильичёва ДВО РАН, Владивосток

Аннотация. В процессе газогеохимических исследований осадочных отложений геоструктур Кындалского грабена Буреинского осадочного бассейна установлены углеводородные газы (УВГ) биохимического и термогенного происхождения. Исходя из опубликованных и полученных значений газогеохимических показателей, определены основные источники УВГ. В результате исследований составлена геохимическая классификация и выявлены новые участки развития в Кындалском грабене УВГ, связанных со скоплениями газового, конденсатного и нефтяного типа.
Ключевые слова: углеводородные газы, геохимические показатели, нефтегазоносность, Кындалский грабен, Буреинский осадочный бассейн

Composition and distribution of hydrocarbon gases in the geostructures of the Kyndal graben in connection with the oil and gas potential

P. N. Prokhorova[1], A. I. Gresov[2], E. P. Razvozzhaeva[1]

[1] Kosygin Institute of Tectonics and Geophysics FEB RAS, Khabarovsk
[2] Il'ichev Pacific Oceanological Institute FEB RAS, Vladivostok

Abstract. Gas-geochemical studies of sedimentary deposits in the Kyndal graben geostructures of the Bureya sedimentary basin revealed hydrocarbon gases (HCG) of biochemical and thermogenic origin. Based on existing and obtained gas-geochemical parameters, the main sources of HCG were determined. As a result of the research, a geochemical classification was compiled and new areas of HCG development associated with gas, condensate and oil pools were identified in the Kyndal graben.
Keywords: hydrocarbon gases, geochemical indicators, oil and gas potential, Kyndal graben, Bureya sedimentary basin

Введение. Проблема прогноза и поисков месторождений нефти и газа в геоструктурах континентальных бассейнов Дальнего Востока весьма актуальна. В пределах Хабаровского края наиболее перспективной территорией на поиски месторождений углеводородов является Буреинский осадочный бассейн.

В результате буровых, геофизических, геохимических работ и тематических исследований в Буреинского осадочного бассейна во второй половине прошлого столетия установлена промышленная газоносность Адниканского и потенциальная нефтегазоносность Ургальского и Восточного поднятий Кындалского грабена (КГ). Перспективы нефтегазоносности других геоструктур КГ характеризуются до настоящего времени достаточной неопределенностью.

Основная цель работы заключалась в определении газогеохимических показателей различных источников УВГ геоструктур КГ с целью оценки их нефтегазоперспективности.

Краткая характеристика объекта исследования. Кындалский грабен – одна из структурных зон центральной части Буреинского бассейна, вытянутая в северо-северо-восточном направлении на 56 км при максимальной ширине 17 км [1].

---

[1] © П. Н. Прохорова, А. И. Гресов, Е. П. Развозжаева, 2026
Работа выполнена в рамках госзадания ИТиГ ДВО РАН (тема НИР № 124042300007-3 – молодежная лаборатория

Осадочный чехол КГ включает талынджанскую свиту, ургальскую серию, чагдамынскую, чемчукинскую, йорекскую, кындалскую свиты и песчаниковую толщу. Каждая свита имеет свои литолого-фациальные особенности, но в целом осадочный чехол КГ характеризуется ритмичным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов, реже конгломератов, углей и редко туфов, залегающих преимущественно согласно [1].

В 1991 году в юго-западной части грабена на Адниканской структуре в скважине 1А в верхней и нижней частях кындалской свиты установлена промышленная газоносность песчаных пластов свиты. В 1990-х гг. в разрезе скважины 1А проведено детальное изучение литологии, фильтрационно-емкостных свойств пород и геохимии органического вещества. По результатам исследований выявлено, что в процесс нефтегазообразования вовлечён весь юрско-меловой разрез КГ, при этом исходное органическое вещество имеет преимущественно гумусовый состав.

В целом КГ характеризуется многочисленными газопроявлениями, связанными со вскрытием угольных пластов, «сухих» таликов, газонасыщенных вод, скоплений газа в коллекторах породных комплексов и др. [1].

Методика исследования. Основным материалом исследований являлись свободные и сорбированные УВГ верхнечетвертичных отложений КГ. Исходя из существующих представлений о наличии фильтрационно-диффузионного массопереноса и миграции углеводородных газов из газовых и нефтяных скоплений и залежей в перекрывающие их отложения и верхнюю часть разреза, газогеохимические исследования являются прямыми методами поиска углеводородов, а установленные геохимические показатели УВГ – основой идентификации их источников [2, 3]. В процессе газогеохимических исследований использовались методы подпочвенно-газовой съёмки и отбора керна из мелких скважин (шпуров глубиной 1.0 м) в герметические сосуды с последующей их дегазацией и хроматографическим анализом газовых проб.

Типизация изученных свободных и сорбированных сингенетических и эпигенетических газов снежного покрова и верхнечетвертичных отложений КГ выполнена методом расчета фактических газогеохимических показателей с учетом опубликованных классификаций УВГ современных осадков, газогидратов, угольных и газовых залежей, а также скоплений и залежей конденсатного и нефтяного типа угленефтегазоносных бассейнов Востока России [4] и Прибалканья [5].

Результаты исследования. В результате исследований выполнено обобщение газогеохимических показателей нефтегазопроявлений, свободных и сорбированных УВГ снежного покрова и верхнечетвертичных отложений, на основе которого составлена классификация различных источников УВГ Кындалского грабена (таблица).

Таблица. Классификация различных источников УВГ по данным средних значений геохимических показателей комплексного газового опробования

Газоматеринский источник	**Весовые концентрации**, г/кг УВ-фракции					**Мув**, г/моль	**Квл**, %	**Кпр**, у.е.
	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5			
1. Современные образования и осадки (4)	999.7	0.3	0	**0**	**0**	**16.04**	**0.03**	**0**
2. Верхнемеловые-четвертичные газовые скопления и залежи (24)	990	**8.5**	**0.9**	**0.4**	**сл**	**16.12**	**1.0**	**2.6**
2.1. газогидраты (10)	995	3.9	0.8	0.5	0.1	16.09	0.5	1.8
2.2. залежи газа (14)	987	11.8	1.1	0.3	сл	16.14	1.3	3.2
3. Угольные залежи (6)	**975**	**17.9**	**5.2**	**1.9**	**сл**	**16.25**	**2.5**	**6.5**
4. Юрско-меловые газовые скопления и залежи (28)	**950**	**36**	**10**	**3**	**1**	**16.47**	**5**	**12**
5. Конденсатногазовые залежи и скопления (22)	**857**	**84**	**39**	**13**	**7**	**17.39**	**14**	**28**
6. Нефтегазовые скопления и залежи (12)	689	160	**91**	**38**	**21**	**19.42**	**31**	**67**
7. Газонефтяные скопления и залежи (12)	556	208	118	62	55	21.42	44.4	110
8. Нефтяные скопления и залежи (10) *	393	210	151	101	145	26.07	60.7	**140**

Примечание: (10) * – число случаев, сл. – следовые содержания

На основе данных снежно-покровной газовой съёмки и сорбированных газов верхнечетвертичных отложений в КГ (по состоянию изученности на 01.01.2026 года) выделено девять газогеохимических полей УВГ различных источников (рисунок).

В результате анализа выделенных полей можно сделать вывод о том, что южная часть исследуемой территории КГ характеризуется развитием преимущественно УВГ первой (современные образования и осадки), второй (верхнемеловые-четвертичные газовые скопления и залежи), третьей (угольные залежи), четвертой (юрско-меловые газовые скопления и залежи) и пятой (конденсатногазовые залежи и скопления) генетических групп с преобладанием второй (газогидраты) и четвёртой (юрско-меловые газовые скопления и залежи). Северная часть грабена характеризуется развитием преимущественно УВГ шестой (нефтегазовые скопления и залежи), седьмой (газонефтяные скопления и залежи) и восьмой (нефтяные скопления и залежи) генетических групп с преобладанием седьмой (газонефтяные скопления и залежи) и восьмой (нефтяные скопления и залежи) групп.

Максимальной газонасыщенностью верхнечетвертичных осадков КГ характеризуются зоны развития УВГ с геохимическими показателями, характерными для газогидратных скоплений, что является диагностическим критерием гидратообразования в недрах.

Заключение. Полученные результаты подтверждают достаточно высокую степень нефтегазоперспективности КГ и обосновывают необходимость продолжения комплексных геолого-геохимических исследований для уточнения контуров выявленных газогеохимических полей и оценки ресурсного потенциала отдельных геоструктур.

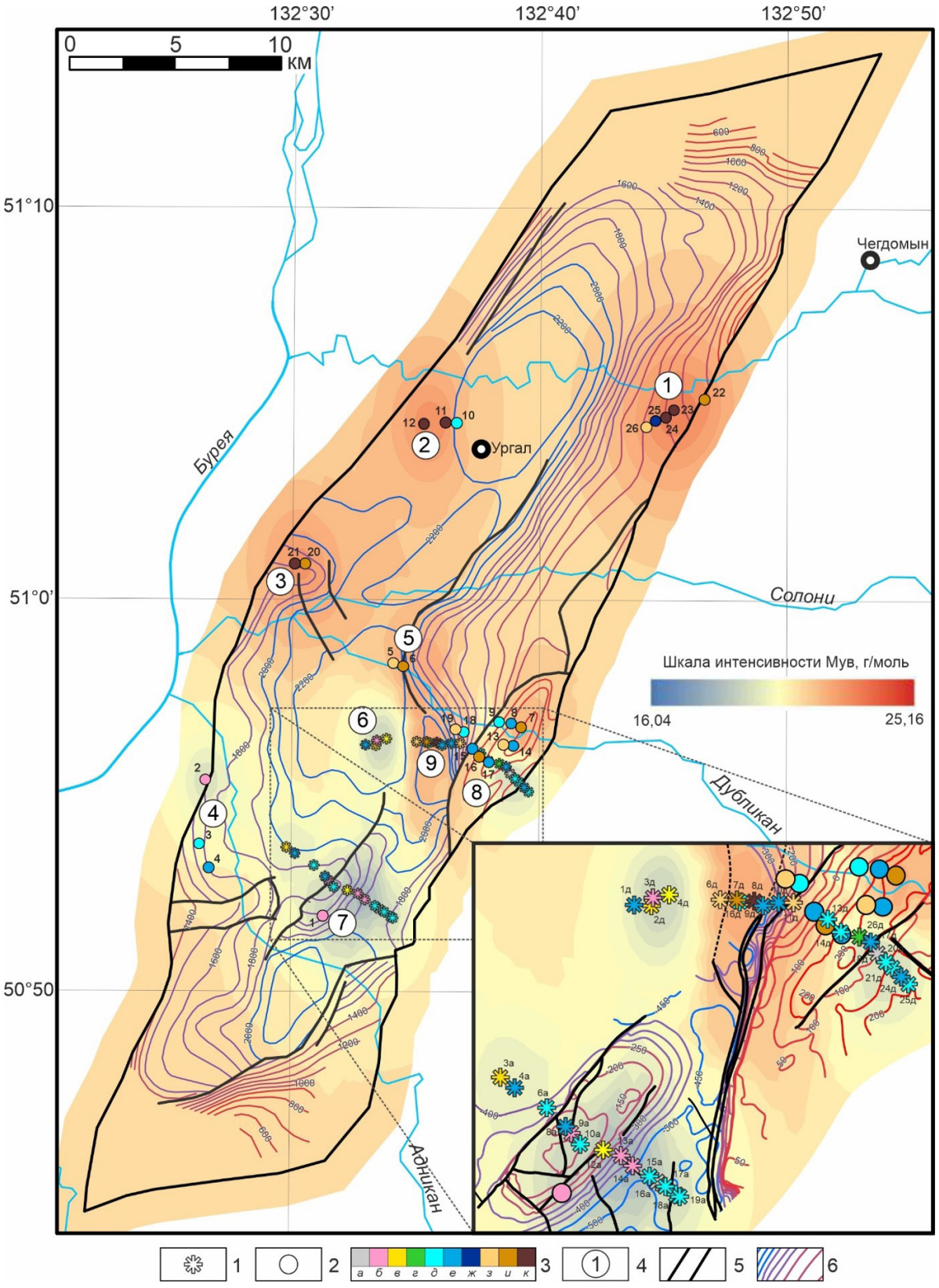


Рисунок. Схематическая карта газогеохимического районирования УВГ различных источников

Условные обозначения: **1** – пробы снежного покрова; **2** – пробы сорбированного почвогрунтом газа; **3** – генетические группы УВГ: *а* – приземная атмосфера, *б* – газогидратные скопления и залежи, *в* – верхнемеловые-четвертичные отложения, *г* – угольные залежи *д* – юрско-меловые газовые скопления и залежи, *е* – конденсатногазовые залежи и скопления, *ж* – конденсатные скопления и залежи, *з* – нефтегазовые скопления и залежи, *и* – газонефтяные скопления и залежи, *к* – нефтяные скопления и залежи; **4** – номера газогеохимических полей; **5** – разломы по сейсмическим данным: а – основные, б – предполагаемые; **6** – изолинии подошвы йорекской свиты (на врезке изолинии кровли кындалской свиты)

Список литературы:

1. Буреинский осадочный бассейн: геолого-геофизическая характеристика, геодинамика, топливно-энергетические ресурсы / Отв. ред. Г.Л. Кирилова. Владивосток: Дальнаука, 2012. 360 с.

2. Старобинец И.С. Газогеохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений. М.: Недра, 1986. 198 с.

3. Соколов В.А. Геохимия природных газов. М.: Недра, 1971. 336 с.

4. Гресов А.И. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока и перспективы её промышленного освоения. Том II. Владивосток: Дальнаука, 2012. 424 с.

5. Велев В.Х. Молекулярная масса углеводородной фракции и весовое распределение компонентов C_1–C_5 в природных газах разных генетических типов // Органическая геохимия нефтей, газов и органического вещества докембрия / под ред. А.А. Алексеева. М.: Наука, 1981. С. 22–28.

УДК 622.276
DOI 10.48612/sibprint/h7kv-r12a-882p https://doi.org/10.48612/sibprint/h7kv-r12a-882p

Дифференцированное накопление микроэлементов в сланцевых формациях: вычленение нефтесборных интервалов, экологические риски при добыче[1]

С. А. Пунанова

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва

Аннотация. В работе рассмотрены актуальные аспекты науки о сланцевых формациях: накопление микроэлементов (МЭ) в углеродсодержащих отложениях, дифференцированное по регионам и по обогащенности различными элементами; особенности резервуаров сланцевых формаций – это и генерирующие толщи, и аккумулирующие, т.е. донаторные и акцепторные; отсутствие традиционных ловушек; вычленение по геохимическим данным нефтесборных (нефтепродуктивных) интервалов; экологические риски при добыче сланцевых углеводородов (УВ).
Ключевые слова: сланцевые формации, микроэлементы, органическая геохимия, нефтесборные интервалы, экологические риски.

Differentiated accumulation of trace elements in shale formations: identification of oil-collecting intervals, environmental risks during production

S. A. Punanova

Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow

Abstract This paper examines key aspects of the science of shale formations: the accumulation of trace elements in carbonaceous deposits, varying by region and element enrichment; the characteristics of shale reservoirs, which function as both source and storage units (i.e., donor and acceptor zones); the absence of conventional traps; the identification of oil-productive intervals based on geochemical data; and the environmental risks associated with shale hydrocarbon extraction.
Keywords: shale formations, trace elements, organic geochemistry, oil-productive intervals, environmental risks.

Введение. Сланцевые формации в последние десятилетия рассматриваются как один из наиболее перспективных объектов освоения нетрадиционных УВ ресурсов. Быстрый рост добычи сланцевой нефти и газа в США, Канаде и Китае привел к переоценке роли низкопроницаемых резервуаров в мировой энергетике.

Актуальны и современны слова В.И. Вернадского: «Можно отметить два типа месторождений для скоплений нефти: 1) скопление в осадочных породах; 2) проникновение углеводородами битуминозных сланцев. Оба типа могут рассматриваться как части одного и того же явления. Нахождение в сланцах содержит наибольшие массы нефти». По мнению В.И. Вернадского, подтвержденному дальнейшими фундаментальными исследованиями классиков сибирской и российской геохимических школ (А.Э. Конторовича, А.А. Трофимука, Н.Б. Вассоевича, В.С. Вышемирского, С.Г. Неручева и др.), общее количество рассеянной нефти в осадочной оболочке Земли намного превышает её запасы в локализованных месторождениях. Анализ и обобщение этих исторических концепций свидетельствуют о единстве сланцевых и нефтяных УВ, а также о высоком генерационном потенциале сланцев как донаторов УВ [1].

Наиболее благоприятные условия для формирования сланцевых формаций [2] связаны с зонами перехода от континента к океану. В пределах этих зон в ходе эволюции происходила смена рифтового режима режимом формирования континентальной окраины. Именно здесь происходило накопление огромных масс фито- и зоопланктонного органического вещества

[1] © С. А. Пунанова, 2026
Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125021302095-2).

(ОВ) с элементами бентоса. Наиболее продуктивными являются зоны апвеллинга (подъем глубинных холодных вод к поверхности), где отмечается уникальная обогащенность отложений ОВ (300 г $C_{орг}/м^2$ в год), например, над континентальным шельфом западного побережья Американского и Африканского континентов. При этом процессе происходило внедрение богатых питательными солями растворов в бассейн седиментации, в результате чего наблюдалась вспышка развития планктона и другого биоса.

Как считают исследователи [3], резкая обогащенность доманикитов МЭ обусловлена длительным соприкосновением осадков с морскими водами – источниками этих элементов, интенсивным диагенезом, в том числе сульфидообразованием, высокой сорбционной и консервирующей способностью органомонтмориллонитовых соединений. Именно в диагенезе в гуминовых кислотах помимо органических соединений, видимо, концентрируются тяжелые металлы U, V, Cu, Ni и др.

Изучение и оценка МЭ характеристики сланцевых формаций является **актуальной**, так как сланцы обогащены в разной мере промышленно значимыми и экологически опасными элементами. Целью исследования является изучение углеродсодержащих формаций в различных аспектах, охватывающих как геохимический подход к вычленению нефтепродуктивных интервалов, так и призыв к мониторингу концентраций экологически опасных элементов при добыче, а также к подходу к сланцевому месторождению как к рудному телу. Представленная работа рассматривает ранее проводимые изыскания по этому направлению с привлечением более широкого материала, однако не претендует на обобщение причинности обогащенности микроэлементами тех или иных сланцевых плеев регионов мира, так как для этого нет пока детальных исследований геохимической направленности.

Результаты и обсуждение

Металлогеническая специализация сланцевых формаций мира

Черные сланцы характеризуются повышенным содержанием МЭ, многие из которых имеют как промышленное, так и экологическое значение. В ОВ и битумоидах концентрируются V, Ni, Mo, Li, Co, Cu, Zn, U и редкоземельные элементы (РЗЭ) (до 60 элементов). Сравнение сланцев различных регионов мира показывает существенное превышение концентраций рудных элементов по сравнению с кларками глин. В сланцах Беларуси отмечаются повышенные содержания Zn, Cu, Pb, Co, Mo и V; в польских сланцах – Zr, Zn, Cu, Pb, Mo, Ag и V; в формации Green River (США) – Sr, Cr, Pb, Mo и Ag; Барнетт (США) – V, Ni, Rb, Fe, Ti; Швеции – V, Pb, Zn, Mo, Ti. Для баженовской свиты Западной Сибири характерны высокие содержания Ni, Mo, Co и U. Диапазон концентраций (в г/т): Au (0.035-0.02), Pt (0.013-0.005), Ni (336.7, что в 5.3 раза превышает встречающиеся значения для обычных глинистых пород), Mo (264.5, превышение в 9 раз), Co (30.3, превышение в 2.6 раза), U (66.5), Th (5.0), K (0.81). По усредненным данным концентрации в сланцах Sc, Ce, As, Cs, Au, U, Ge, V, W, Zn, Nb, Re, Se, Ag, Mo, Hg выше кларков глин (на сухую массу сланцев), причем содержания Re, Se, Ag, Mo, Hg превосходят кларки более, чем в 3.5 раза [4].

Особенности сланцевых формаций

Сланцевые нефтегазовые системы отличаются от традиционных месторождений отсутствием выраженных структурных ловушек. Накопление УВ происходит непосредственно в нефтематеринских толщах, а миграция либо отсутствует, либо осуществляется на незначительные расстояния. Продуктивные акцепторные интервалы представлены непрерывными резервуарами или тонкими ловушками несогласного залегания. Такие резервуары обладают большой площадью распространения, но относительно малой мощностью. Продуктивность не контролируется традиционными антиклинальными структурами [5]. Нефтяные системы сланцевых формаций являются нефтематеринскими (source-rock petroleum system), т.е. нефтедонаторными, в которых образование и накопление УВ происходят одновременно в породах-источниках и породах-накопителях, и резервуарами становятся исходные породы.

Выявление продуктивных интервалов разреза сланцевых толщ на примере баженовских и доманиковых отложений

В настоящее время активно разрабатываются геохимические методы выявления продуктивных интервалов сланцевых толщ, т.е. прогноз и оконтуривание нефтесборных участков (экономически и экологически выгодных). Основное внимание уделяется сочетанию пиролитических, битуминологических, биомаркерных и микроэлементных показателей, которые связаны с характером окислительно-восстановительных процессов, степенью катагенеза исходного ОВ, гидротермальными вторичными воздействиями, увеличивающими пористость, миграционными перемещениями УВ и др. В продуктивных интервалах разреза скапливается парааутохтонная органика, т.е. эпигенетичный подвижный миграционный битумоид, а в непродуктивных – остаточная автохтонная органика, т.е. сингенетичный битумоид. При этом существенно изменяется МЭ составляющая.

Установленная связь между нефтенасыщенностью пород и геохимическими показателями дает возможность прогнозировать интервалы нефтескоплений внутри общей исходно нефтематеринской сланцевой толщи. Для продуктивных интервалов характерны высокие значения коэффициента битуминозности, наличие парааутохтонной органики и подвижных битумоидов. Важную роль играют пиролитические параметры Rock-Eval, отражающие содержание органического углерода и степень зрелости керогена [6, 7]. Микроэлементный анализ показывает, что продуктивные зоны часто характеризуются пониженными концентрациями МЭ, связанных с тяжелыми асфальтово-смолистыми компонентами нефти (например, V, Ni, Mo и др.) и повышенными содержаниями рассеянных и РЗЭ, приуроченных чаще к более легким подвижным компонентам нефти [4, 8, 9].

Экологическая опасность разработки сланцевых углеводородов

Разработка сланцевых формаций сопровождается значительными экологическими рисками, особенно при массовом применении гидроразрыва пласта. Для проведения одного гидроразрыва пласта используются тысячи тонн воды, песка и химических реагентов. В результате создается большое количество новых трещин и поверхностей, способствующих миграции потенциально токсичных элементов [10].

Содержания высокотоксичных и летучих элементов Cd, Hg, As, Se, Mo и др. необходимо оценивать на предварительных этапах разработки любых месторождений УВ, в том числе и сланцевых. 15–20% добываемого УВ сырья уже содержат в своём составе токсичные МЭ в количествах, превышающих их безопасный уровень. Hg, Cd, As и др. – наиболее миграционно-подвижные и летучие, V, Ni, Co, Cr, Cu, Zn и др. – прочно химически связанные в комплексных металлоорганических соединениях в углеводородах и биологически инертные в природной нефти и битумах, однако активно опасные в микродисперсном состоянии после техногенного воздействия на сырьё.

Среди основных экологических проблем выделяются загрязнение грунтовых и поверхностных вод, рост сейсмоактивности, выбросы метана и накопление загрязненных буровых отходов. В районе Barnett shale были зафиксированы повышенные концентрации мышьяка в подземных водах. Наиболее опасными считаются ртуть, мышьяк, кадмий, молибден, уран и другие элементы, способные переходить в подвижные формы. При высокотемпературных воздействиях металлоорганические соединения разрушаются, что приводит к выбросу токсичных компонентов в окружающую среду [4, 10].

Заключение. Сланцевые формации являются уникальными мегарезервуарами УВ, сочетающими функции нефтематеринских и аккумулирующих толщ. Для них характерно аномальное накопление МЭ, многие из которых обладают промышленной ценностью и одновременно представляют экологическую опасность. В условиях изменения конъюнктуры мировых энергетических рынков, эти природные минеральные ресурсы, извлекаемые из них, могут восполнить финансовый дефицит и уменьшить экономические проблемы. Примеры извлечения U, Ge, V, Mo, Ni, Ti и др. промышленно важных металлов, необходимых также при конструировании и внедрении возобновляемых источников энергии, известны в США, Канаде, Китае, вероятно и в других странах [11].

Список литературы:

1. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов //Труды института геологии и геофизики, 1971, вып. 143. Изд-во «Наука» Сибирское отделение. Академия наук СССР. Новосибирск, 167 с.

2. Сафронов А.Ф. Апвеллинг как один из факторов формирования горючесланцевых формаций. Черные сланцы: геология, литология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья: Мат. Всерос. науч.-практич. конф. Отв. ред. А.Ф. Сафронов. Якутск: Ахсаан. 2015. С. 63–68.

3. Гольдберг И.С., Мицкевич А.А., Лебедева Г.В. Углеводороднометаллоносные провинции мира, их формирование и размещение. В книге «Проблемы оценки ресурсов и комплексного освоения природных битумов, высоковязких нефтей и сопутствующим им металлов». Л.: ВНИГРИ. 1990, с. 49–60.

4. Punanova S.A., Shpirt M.Ya. Ecological Consequences of the Development of Shale Formations Containing Toxic Elements // Solid Fuel Chemistry, 2018, 52 (6), p. 396–405.

5. Ульмишек Г.Ф., Шаломеенко А.В., Холтон Д.Ю., Дахнова М.В. Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области // Геология нефти и газа, 2017, № 5, с. 57-67.

6. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И. и др. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы, 2017, № 1, спец. вып., с. 112–124.

7. Прищепа О.М., Баженова Т.К., Никифорова В.С. и др. Уточнение геохимических особенностей распределения органического вещества в доманиковых отложениях Тимано-Печорской НГП. Успехи органической геохимии: Матер. 2-й Всерос. научн. конф. с участием иностранных ученых, посвященной 120-летию со дня рождения Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рождения С.Г. Неручева. Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2022, с. 212–215.

8. Пунанова С.А. Микроэлементный состав каустобиолитов и процессы нефтегенерации – от гипотезы Д.И. Менделеева до наших дней // Георесурсы, 2020, 22(2), с. 45-55. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.45-55

9. Пунанова С.А. Анализ и систематизация представлений о влиянии геолого-геохимических факторов на формирование и нефтегазоносность мегарезервуаров осадочных бассейнов // Актуальные проблемы нефти и газа, 2023, вып. 3(42), с. 49–67. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art4

10. Пунанова С.А., Родкин М.В. Промышленные опасности при массированной добыче углеводородов: анализ ситуации, рекомендации // Безопасность труда в промышленности, 2024, № 9, с. 89–96. DOI: 10.24000/0409-2961-2024-9-89-96

11. Gielen D., Lyons M. Critical materials for the energy transition. International Renewable Energy Agency, 2022, Abu Dhabi.

УДК 553.98
DOI 10.48612/sibprint/znp5-gvhf-5bn1 https://doi.org/10.48612/sibprint/znp5-gvhf-5bn1

Этапы формирования залежей нефти и газа центральных районов Сибирской платформы[1]

Р. С. Сауткин

Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова

Аннотация. Формирование залежей нефти и газа в древних нефтегазоносных бассейнах происходит в несколько этапов и занимает продолжительное время. Восточная Сибирь является типичным примером, где верхнепротерозойские нефтегазоматринские толщи генерировали углеводороды в разные периоды геологического времени. В настоящей работе показаны этапы формирования залежей нефти и газа.
Ключевые слова: Восточная Сибирь, очаги генерации, этапы формирования залежей, кайнозойская эрозия

Stages of formation of oil and gas fields in the central regions of the Siberian platform

R. S. Sautkin

Lomonosov Moscow State University

Abstract. The formation of oil and gas deposits in ancient oil and gas basins occurs in several stages and takes a long time. Eastern Siberia is a typical example, where Upper Proterozoic oil and gas matrix strata generated hydrocarbons at different periods of geological time. This work shows the stages of formation of oil and gas deposits.
Keywords: Eastern Siberia, centers of generation, stages of deposit formation, Cenozoic erosion

Введение. Время формирования месторождений нефти и газа Сибирской платформы остаётся дискуссионно-спорным. Известно, что генерация углеводородов (УВ) в верхнепротерозойских нефтегазоматеринских толщах (НГМТ) происходила в несколько этапов. Общепринятыми для ранне-среднерифейских НГМТ являются этапы генерации УВ в позднерифейское и раннепалеозойское время. Позднерифейские НГМТ генерируют УВ в раннепалеозойское время, вендские НГМТ генерируют УВ в ранне-среднепалеозойское время. Более поздние этапы генерации УВ в мезозойско-кайнозойское время практически не рассматривались исследователями и лишь в последние десятилетия появились высказывания о возможной генерации рифейских и вендских НГМТ в позднемезозойско-кайнозойское время. Установление этапов генерации и формирования залежей нефти и газа позволит выявить закономерности их размещения и определить перспективы открытия новых месторождений.

Формирование месторождений нефти и газа зависит от множества факторов, ключевыми являются наличие базовых статических (НГМТ, породы-коллекторы, флюидоупоры, ловушки) и динамических (процессы генерации, миграции, аккумуляции и постаккумуляции) критериев нефтегазоносности [1]. Статические критерии подробно рассмотрены в научных трудах Трофимука, Конторовича [2, 3], Каширцева [4], Баженовой [5], Мельникова [6] и других исследователей. Динамические критерии обсуждались в трудах Конторовича [3], Каширцева [4], Баженовой [5], однако с получением новых геологических данных происходит уточнение очагов генерации и времени их работы. В работах Болдушевской с соавторами [7, 8] исследованы характеристики керогена и органического вещества, и показана возможность генерации позднерифейских НГМТ в мезозойско-кайнозойское время. Новые данные позволяют переосмыслить периоды работы углеводородных систем, и предположить возможность сохранения генерационного потенциала древних протерозойских НГМТ возрастом порядка 1 млрд. лет.

[1] © Р. С. Сауткин, 2026

Основываясь на новых представлениях о возможности современной генерации УВ рифейскими толщами, автор постарался оценить периоды генерации основных НГМТ во всех глубоких прогибах Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна. Оценка времени работы очагов генерации проводилась классическим методом построения одномерных моделей, основанных на погружении НГМТ и осадочного чехла во времени, с учётом мощности эрозий, восстановленных по региональным сейсмическим профилям [9] и степени преобразованности пластов углей в мезозойской части разреза. По результатам исследований установлены основные этапы погружений и эрозий (табл. 1), причём для Нюйско-Джербинской впадины установлено юрско-меловое погружение до 1,5-2 км, превышающее раннекаменноугольную эрозию, достигавшею порядка 1,4 км. Накопление мезозойско-кайнозойских отложений и последующая их эрозия подтверждаются наличием юрских отложений на дневной поверхности, а также степенью зрелости органического вещества. Соответственно происходило новое погружение протерозойских НГМТ на более глубокие значения (рис.1), чем было ранее, что способствовало возобновлению генерации УВ (рис.2).

Таблица 1. Мощности накопленных и эродированных отложений

	Возраст	Байкитская антеклиза	Курейская синеклиза (юг)	Нюйско-Джербинская впадина
Эрозия	Pg3-Present	300	500	1600
Совр. мощн.	K1-Pg	0	0	0
Исходная мощн.	K1-Pg	50	100	700
Совр. мощн.	J	0	0-250	0
Исходная мощн.	J	250	400	800
Эрозия	T3-J1	200	350	300
Совр. мощн.	T	0-100	0-300	0-50
Исходная мощн.	T	200	300	300
Эрозия	P/T	150	0	250
Совр. мощн.	C-P	0	240	150
Исходная мощн.	P	150	290	400
Эрозия	D3-C1	1050	200	1400
Совр. мощн.	O-S	0	650	600
Исходная мощн.	O- S	700	700	900
Совр. мощн.	V2-Э	2650	2950	2000
Исходная мощн.	V2-Э	3000	3000	3000
Эрозия	V1/2	0	0	0
Совр. мощн.	V1	550	250	400
Исходная мощн.	V1	550	250	400
Эрозия	R/V	500	500	500
Совр. мощн.	R	2000	7000	2000
Исходная мощн.	R	2500	7500	2500

Таким образом, рифейские и вендские НГМТ имели несколько этапов погружения и фаз генерации УВ. В Нюйско-Джербинской впадине рифейские НГМТ окончательно выработали свой потенциал в раннепалеозойское время. Вендские НГМТ находились в главной зоне нефтеобразования в среднепалеозойское время, формируя крупные залежи нефти в терригенных отложениях венда Непско-Ботуобинской антеклизы. В раннекаменноугольное время происходит структурная перестройка всего региона [10, 11] и эрозия отложений, вследствие чего, залежи сформированные в ловушках вендского комплекса разрушаются и переформировываются, поскольку происходит смещение антиклинальных структур (рис. 3) вплоть до нескольких км. Нефтяные УВ начинают реэмигрировать из палеозалежи по восстанию пласта вслед за изменением геометрии ловушки, а также по вновь образованным разломам в вышележащий карбонатный комплекс венд-кембрийского возраста. В мезозойско-раннекайнозойское время

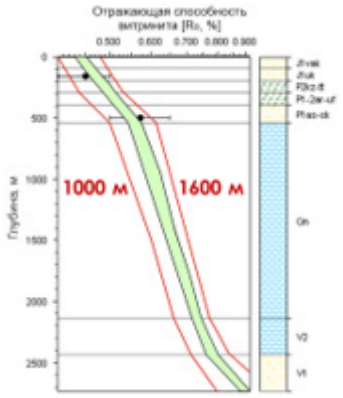


Рисунок 1. Доверительный интервал глубины погружения осадочных толщ Мирнинского выступа в мезозойско-кайнозойское время на основе степени преобразованности углей юрского и пермского возраста



Рисунок 2. Одномерная модель погружения и временя генерации рифей-вендских НГМТ в Нюйско-Джерюинской впадине (Предпатомский прогиб).

ГЗН – главная зона нефтегазообразования, ГЗК – главная зона конденсатообразования, ГЗГ – главная зона газообразования.

вендские НГМТ снова погружаются в главную зону газообразования, создавая вторую фазу генерации УВ и новый этап накопления УВ в антиклинальных структурах сформированных после каменноугольного периода. Газовые УВ мигрируя от очагов генерации в зоны аккумуляции проходя через древние расформированные нефтяные палеозалежи, частично растворяют тяжёлые нефтяные УВ и битум, оставшиеся прирасформировании залежей и уносят растворённые нефтяные УВ с собой. В итоге, образуются большие и средние газоконденсатные месторождения с маломощными нефтяными оторочками в местах современных структур антиклинального типа на Непско-Ботуобинской антеклизе. Таким образом, можно выделить несколько этапов формирования залежей нефти и газа. Первый – среднепалеозойский с формированием нефтяных залежей в вендских отложениях (рис. 3а). Второй – с последующим расформированием залежей в раннекаменноугольное время с миграцией УВ вверх по разрезу. Третий – мезозойско-кайнозойский этап генерации УВ заполняющий современные ловушки антиклинального типа в венд-кембрийских отложениях и определивший современное строение и фазовый состав месторождений (рис. 3б).

Заключение. Формирование залежей в древних нефтегазоносных бассейнах претерпевших сложную историю геологического развития необходимо прослеживать через фазы генерации УВ из очагов нефтегазообразования в резервуары. Этапы генерации УВ связаны с длительным прогибанием осадочных толщ, которые должны оцениваться на все эпохи геологического развития. Отсутствие отложений, особенно мезозойско-кайнозойских, в древних бассейнах не должно вводить исследователей в заблуждение, касательно возможности поступления новых порций УВ в мезозойско-кайнозойское время. Установление всех этапов погружений осадочного чехла, эрозий и структурных перестроек позволяет определить расположение и время работы очагов генерации. Выявление второй фазы газогенерации вендских НГМТ в мезозойско-кайнозойское время позволило установить молодой возраст формирования современных нефтегазоконденсатных месторождений на месте палеозойских палеозалежей, и приход газа в новые ловушки, сформированные в позднепалезойско-мезозойское время.

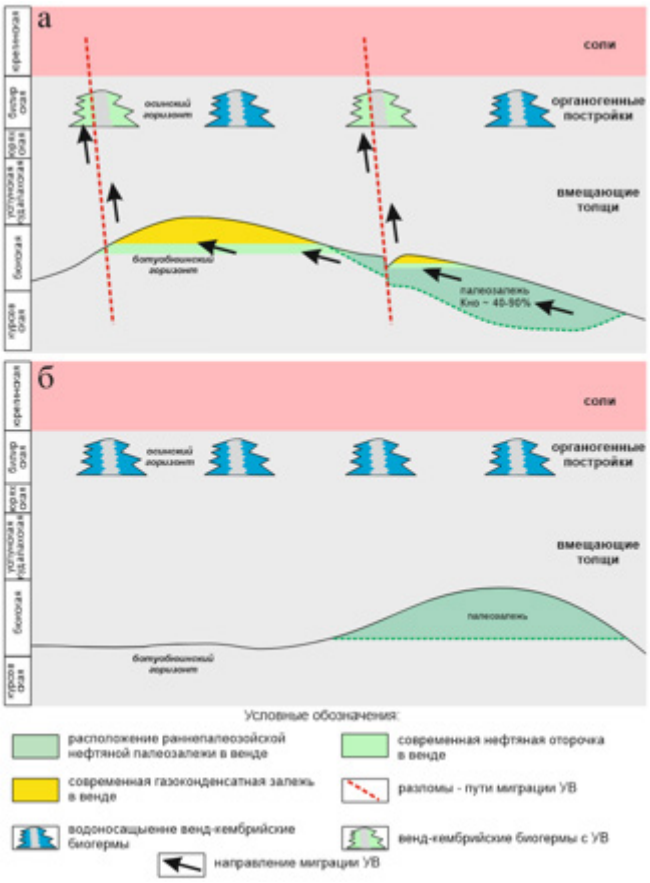


Рисунок 3. Принципиальная схема строения залежей
а) современное время; б) среднепалеозойское время

Список литературы:

1. Ступакова А.В., Поляков А.А., Малышев Н.А. и др. // Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна. Георесурсы. 2023;25(2):5-21. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1

2. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Выпуск 7. Непско-Ботуобинский регион. Новосибирск, 1994, 76 с.

3. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Вальчак В.И. и др. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы (уточнённая версия) // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2017. – Т. 2, № 1. – С. 57–64.

4. Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. ЯФ СО РАН, Якутск, 2003 г., 160 с.

5. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. и др. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего – среднего кембрия Сибирской платформы. Москва: ВНИГНИ, 2014. 128 с.

6. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. – Н: СНИИГГиМС, 2018. 177 с.

7. Болдушевская Л.Н., Фадеева С.В., Гончаров И.В. и др. // Нефтематеринские свойства и корреляция: органическое вещество пород – нафтиды ирэмэкэнской толщи верхнего рифея Камовского свода Байкитской антеклизы (Сибирская платформа). Геология и геофизика, 2024, 65(1), с. 117–132. DOI: 10.15372/GiG2023176

8. Болдушевская Л.Н., Савчик Д.М., Гончаров И.В. и др. // Построение и анализ рифейской нефтегазовой системы в пределах Камовского свода Байкитской антеклизы. Фундаментальные, глобальные и региональные проблемы геологии нефти и газа. Материалы Всероссийской научной конференции, посвященной 90-летию со дня рождения академика РАН А.Э. Конторовича. Новосибирск, 2024. с. 16-18.

9. Сауткин Р.С., Ступакова А.В., Краснова Е.А. и др. // Формирование месторождений нефти и газа древних нефтегазоносных бассейнов (Восточная Сибирь). Георесурсы, 205. 27(2), с. 161–173. https:doi.org/10.18599/grs.2025.2.13

10. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Вальчак В.И. и др. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы (уточнённая версия) // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2017. Т. 2, № 1. с. 57–64.

11. Никишин А.М., Соборнов К.О., Прокопьев А.В., Фролов С.В. Тектоническая история Сибирской платформы в венде-фанерозое // Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология. 2010. № 1. С. 3-16.

УДК 552.578.2.061.33:553.98:551.24.053(571.56-13)
DOI 10.48612/sibprint/pdum-rufp-a7km https://doi.org/10.48612/sibprint/pdum-rufp-a7km

Прогноз потенциальной зоны нефтегазонакопления в северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы на основе геофлюидодинамики[1]

Р. Ф. Севостьянова[1], Р. П. Лугинов, Ч. С. Семенова[1]

[1] *Институт проблем нефти и газа Якутского НЦ СО РАН, Якутск*

Аннотация. Рассмотрены результаты анализа геофлюидодинамических особенностей подсолевых отложений северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы. Выявлена локализация пониженных значений гидродинамических потенциалов, на этой основе обоснован механизм разнонаправленной миграции углеводородов и пластовых вод в зонах дефицита пластовых давлений. Выполнен прогноз потенциальной зоны нефтегазонакопления в северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы.
Ключевые слова: геофлюидодинамика, газ, гидродинамические потенциалы, субгидростатические пластовые давления

Forecast of the potential oil and gas accumulation zone in the northwestern part of Nepa-Botuoba anteclise

R. F. Sevostianova[1], R. P. Luginov, Ch. S. Semenova[1]

[1] *Institute of Oil and Gas Problems Yakut SC SB RAS, Yakutsk*

Abstract. The results of analyzing the geofluid-dynamic characteristics of the subsalt deposits in the northwestern Nepa-Botuoba anteclise are examined. The localization of lower hydrodynamic potentials is identified; based on this, a mechanism for the multidirectional migration of hydrocarbons and formation waters within zones of formation pressure deficits is substantiated. A forecast of a potential zone of oil and gas accumulation in the northwestern Nepa-Botuoba anteclise is provided.
Keywords: geofluid dynamics, gas, hydrodynamic potentials, subhydrostatic reservoir pressures

Введение. Принято считать, что в пределах северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы региональный этап геологоразведочных работ в целом завершен. Однако, степень ее геофлюидодинамической изученности остается неравномерной. В число важных, но малоизученных вопросов входит влияние на пространственное положение прогнозных скоплений углеводородов (УВ) геофлюидодинамической неоднородности.

Объект исследования: венд-нижнекембрийские подсолевые отложения северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы

Цель исследования: оценка влияния направленности вторичной миграции УВ на перспективы нефтегазоносности северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы в условиях субгидростатических пластовых давлений.

Гидродинамические потенциалы продуктивных горизонтов севера Непско-Ботуобинской антеклизы. На месторождениях якутской части Непско-Ботуобинской антеклизы глубоким бурением установлены разные значения пластовых давлений основных продуктивных горизонтов по разрезу: осинского, юряхского, ботуобинского, улаханского, харыстанского, вилючанского [1-3]. Несмотря на неравномерное распределение опробования гидрогеологических материалов на исследуемой территории, можно установить региональные закономерности формирования субгидростатических пластовых давлений.

На методической основе, предложенной М.К. Хаббертом [4], выполнена оценка направленности миграции пластовой воды и УВ в зависимости от их пластового давления и простран-

[1] © Р. Ф. Севостьянова, Р. П. Лугинов, Ч. С. Семенова, 2026
Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации №125020301277-6

ственного положения интервалов опробования для продуктивных горизонтов якутской части Непско-Ботуобинской антеклизы. Были рассчитаны гидродинамические потенциалы по ряду месторождений: Верхневилючанскому, Среднеботуобинскому Чаяндинскому и Талаканскому.

По разрезу отмечается снижение гидродинамического потенциала воды (гидродинамическая инверсия) от подошвы солей (юряхский I, II) до низов осадочного чехла (вилючанский горизонт). Для свободного газа характерна обратная ситуация: значения гидродинамических потенциалов уменьшаются от вилючанского до юряхского горизонта, т.е. имеет место восходящая миграция. Значения потенциалов нефти, как и пластовой воды, уменьшаются с глубиной, что говорит о нисходящей миграции жидких УВ. В целом следует отметить, что формирование скоплений УВ контролируется активностью газовой динамики и пассивностью гидродинамики.

Прогноз потенциальных зон нефтегазонакопления. Интерес представляет анализ геофлюидодинамической обстановки северо-западного борта Непско-Ботуобинской антеклизы, осложненной «структурными носами» северо-западного простирания. Здесь терригенные отложения вендского комплекса выклиниваются. По данным сейсморазведки АО «Якутскгеофизика» и АО «ВНИГРИ» выделяются два перспективных горизонта – ботуобинский и улаханский. Автором были рассчитаны гидродинамические потенциалы по этим отложениям.

При выполнении расчетов гидродинамических потенциалов ботуобинского горизонта для уточнения зон накопления УВ и прогноза залежей газа были взяты за эталон данные из соседних Среднеботуобинского и Чаяндинского НГКМ. Пластовые давления 13,4 – 14,4 МПа, условный горизонт z взят -1600 – -1500 м по материалам сейсморазведочных данных АО «Якутскгеофизика». Толщины этого отложения колеблются от 1 м до 17 – 19 м (Бюк-Танарская скв. №717 – Курунгская скв. №2773) [5].

Миграция газа ботуобинского горизонта на северо-западе Непско-Ботуобинской антеклизы направлена в вышерасположенные интервалы юго-западной части северного блока Чаяндинского НГКМ и на восток к Среднеботуобинскому НГКМ.

Для расчетов и прогноза по улаханскому горизонту за эталонные параметры были взяты из Маччобинского и Иреляхского НГКМ. Пластовые давления изменяются в пределах 14,1 – 16 МПа, плотность газа – в среднем 0,2 г/см^3.

Значения изопотенциалов газа уханского горизонта уменьшаются в северо-восточном направлении к вышележащим гипсометрическим уровням. Для газа характерна восходящая миграция.

На крайней северной, а также западной частях выклинивания горизонта не исключено наличие и нефтяных залежей, т.к. в Среднеботуобинском, Маччобинском, Мирнинском и Нелбинском НГМ ботуобинский горизонт нефтеносен. Также есть все предпосылки нефтегазоносности нижнекембрийских карбонатных залежей [6].

В региональном плане значения гидродинамических потенциалов снижаются от северного края Непско-Ботуобинской антеклизы и Вилючанской седловины к Непско-Пеледуйскому своду.

На основании построения региональных геофлюидодинамических схем ботуобинского и улаханского горизонтов автором выделены две прогнозные геофлюидодинамические структуры I и II (рисунок 1), на Джункунском лицензионном участке, принадлежащем АО «Сургутнефтегаз».

Заключение. Таким образом, с учетом сейсмических материалов (АО «Якутскгеофизика») и прогнозных структурных построений ботуобинского и улаханского горизонтов (АО «ВНИГРИ») северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы впервые построены карты изопотенциалов газа этих горизонтов и на этой основе выделены перспективные по гидродинамическим признакам объекты. Прогнозные нефтегазовые залежи могут быть литологически и тектонически экранированными.

Выполненные геофлюидодинамические исследования продуктивных комплексов и прогноз характера изменения гидродинамических параметров в малоизученных частях рассматриваемой территории дают возможность поддержать мнение о широкой, почти повсеместной

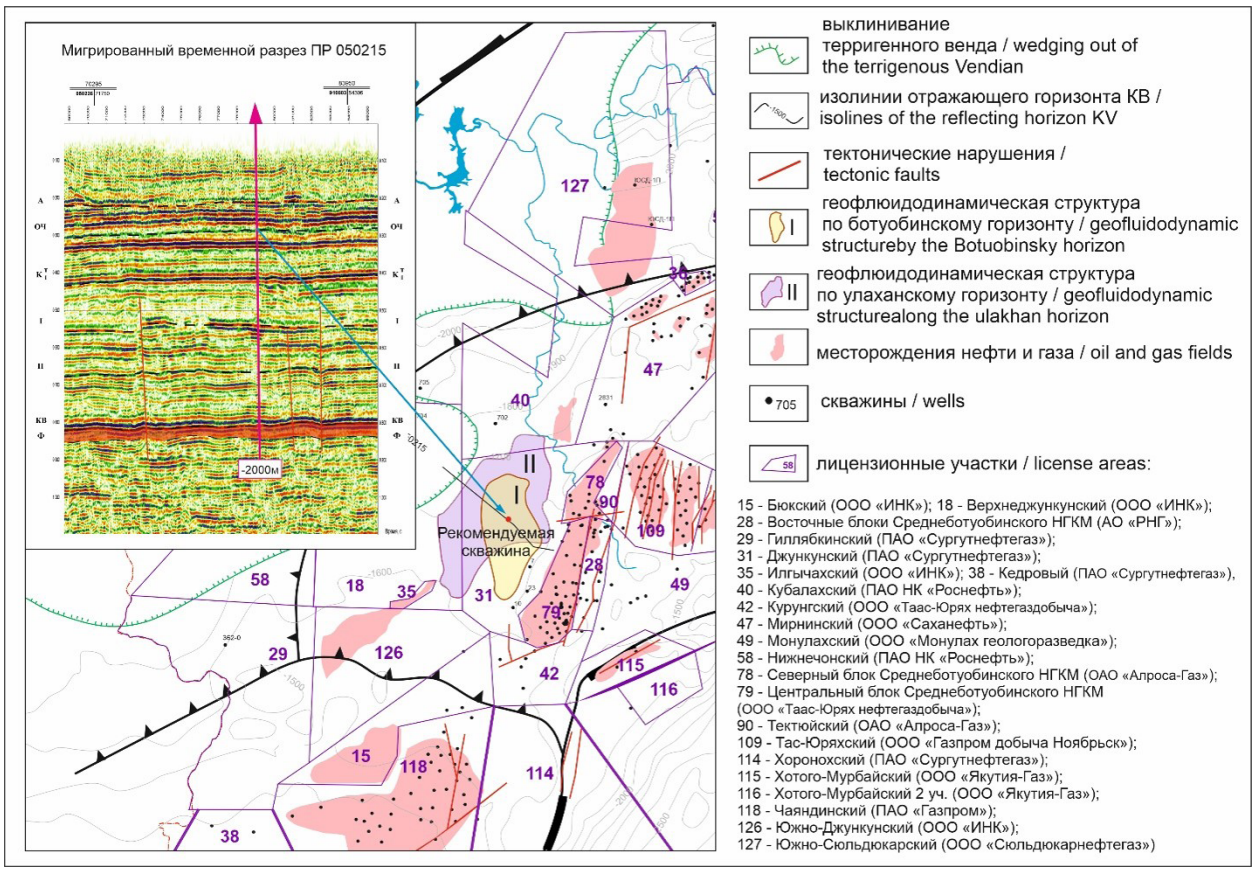


Рисунок 1. Прогнозируемые по результатам исследований объекты в пределах северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы (по материалам АО «Якутскгеофизика», АО «ВНИГРИ», ПГО «Ленанефтегазгеология»)

нефтегазоносности терригенно-карбонатных венд-нижнекембрийских горизонтов на север-западе Непско-Ботуобинской антеклизы выделением новых перспективных объектов на нефть и газ на лицензионных участках (ПАО «Сургутнефтегаз» – Джункунский лицензионный участок, ООО «Иркутская нефтяная компания» – Бюкский, Верхнеджункунский лицензионные участки, ПАО НК «Роснефть» – Нижнечонский лицензионный участок) для бурения глубоких скважин.

Список литературы:

1. Абукова Л.А. Геофлюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления // В сборнике: Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. Москва, 2002, с. 78-85.

2. Анциферов А.С. Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. М.: Недра, 1989. – 176 с.

3. Гинсбург Г.Д., Гуревич А.Е. Резник А.Д. О причинах низких пластовых давлений на севере Сибири // Советская геология, 1971, № 9, с. 45-58.

4. Дальберг Э.Ч. Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа. М.: Недра, 1985, с. 150 (перевод с англ.).

5. Ситников В.С. Сафронов А.Ф., Жерновский В.П. и др. Геологические условия нефтеносности и главные направления нефтепоисковых работ в Западной Якутии // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России: сб. матер. науч.- практ. конф. СПб.: ВНИГРИ, 2013, с. 268–275.

6. Ситников, В.С., Павлова К.А., Севостьянова Р.Ф. Перспективы нефтеносности центральных районов Западной Якутии // Геология нефти и газа, 2018, № 6, с. 63-72.

УДК 553.98
DOI 10.48612/sibprint/4vdk-kzte-1r62 https://doi.org/10.48612/sibprint/4vdk-kzte-1r62

Параметры оценки локализованных ресурсов карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия центральных и южных районов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции[1]

А. Н. Седых, Л. М. Бурштейн, А. Н. Козырев

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

Аннотация. На основе актуальных данных Государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации построены распределения залежей нефти и газа карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия по открытой пористости, пластовому давлению и температуре, площади нефтеносности, по нефтегазонасыщеной толщине.
Ключевые слова: Восточная Сибирь, Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция, оценка ресурсов, нефть, свободный газ.

Assessment parameters of prospective resources of the Vendian–Lower Cambrian carbonate complex in the central and southern areas of the Lena-Tunguska oil and gas province

A. N. Sedykh, L. M. Burshtein, A. N. Kozyrev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. Based on the current data of the State Balance of Mineral Reserves of the Russian Federation, distributions of oil and gas deposits of the Vendian-Lower Cambrian carbonate complex have been constructed by open porosity, reservoir pressure and temperature, oil bearing area, and gas-saturated thickness.
Keywords: Eastern Siberia, Lena-Tunguska oil and gas province, resource assessment, oil, free gas.

Введение. Данная работа посвящена обоснованию подсчетных параметров при оценке локализованных ресурсов венд-нижнекембрийских комплексов Лено-Тунгусской НГП.

Согласно «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013, ресурсы категории D_0 выделяются на подготовленных к бурению ловушках в районах с доказанной промышленной нефтегазоносностью и в невскрытых бурением возможно продуктивных пластах открытых месторождений, к локализованным ресурсам категории $D_л$ относят ресурсы нефти, газа и конденсата возможно продуктивных пластов в ловушках, выявленных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований в пределах районов с доказанной и предполагаемой промышленной нефтегазоносностью [1, 2]. В большинстве случаев оценка ресурсов категории D_0 и $D_л$ выполняется объемным методом.

Сущность объемного метода заключается в подсчете запасов или локализованных ресурсов нефти или свободного газа в насыщенных ими объемах пустотного пространства коллекторов (объемах залежей), приведенных к стандартным условиям. Для свободного газа это пересчет к давлению 0.1013 МПа и температуре 20 °С, фактически выполняемый с учетом уравнения Ван-дер-Вальса для неидеального газа. Для нефти приведение к нормальным условиям выполняется через пересчетный коэффициент, учитывающий усадку объемов нефти, содержащих в пластовых условиях растворенный газ и дегазированных применительно к стандартным условиям, а также плотность нефти в стандартных условиях [3, 4].

Обычно коэффициенты объемной формулы обосновываются по результатам геолого-геофизических исследований смежных с объектом оценки залежей. При наличии представительной выборки залежей в исследуемом нефтегазоносном комплексе возможен альтернативный подход, при котором коэффициенты задаются через вероятностные распределения.

---

[1] © А. Н. Седых, Л. М. Бурштейн, 2026
Работа выполнена в рамках темы FWZZ-2026-0045 Государственной программы ФНИ.

Методы и материалы исследования. Объектом исследования являлись залежи венд-нижнекембрийского карбонатного комплекса Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. По материалам Государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации проанализированы данные по 57 месторождениям (Республика Саха (Якутия), Иркутская область, Красноярский край), которые включают в себя 228 залежей в пределах венд-нижнекембрийского карбонатного комплекса. Оценены распределения залежей по открытой пористости, пластовому давлению и температуре, площади нефтеносности, нефтенасыщенной толщине, по коэффициенту нефтенасыщенности, по площади газоносности, по газонасыщенной толщине.

Результаты. Согласно выполненным построениям, наиболее вероятное (часто встречающееся) значение открытой пористости находится в диапазоне от 7 до 9 %. В целом открытая пористость варьируется в диапазоне от 1 до 17 % соответственно (рис. 1а). Модальные значения площади нефтеносности находятся в диапазоне от 8 до 32 тыс м^2 (рис. 1б). Модальные значения нефтенасыщенной толщины 4-7 м (рис 1в). Часто встречающееся значение коэффициента нефтенасыщенности составляет 0.8 (рис. 1г). Модальные значения газонасыщенной толщины находятся в диапазоне 1-6 м (рис. 1д). Наиболее вероятное (часто встречающееся) значение открытой пористости находится в диапазоне от 0.095 до 0.125 (рис. 1е).

Также проанализированы физические свойства залежей свободного газа: размах выборки пластового давления 5-35 МПа, модальные значения находятся в диапазоне 15-20 МПа (рис. 1ж), пластовые температуры меняются в широком диапазоне 7-57 ^{o}C (рис. 1з). Наибольшее число залежей находятся в пределах 7-17 ^{o}C.

Заключение. Таким образом сформирован набор эмпирических вероятностных распределений подсчетных параметров, которые могут использованы при оценке локализованных ресурсов венд-нижнекембрийского комплекса центральных и южных районов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

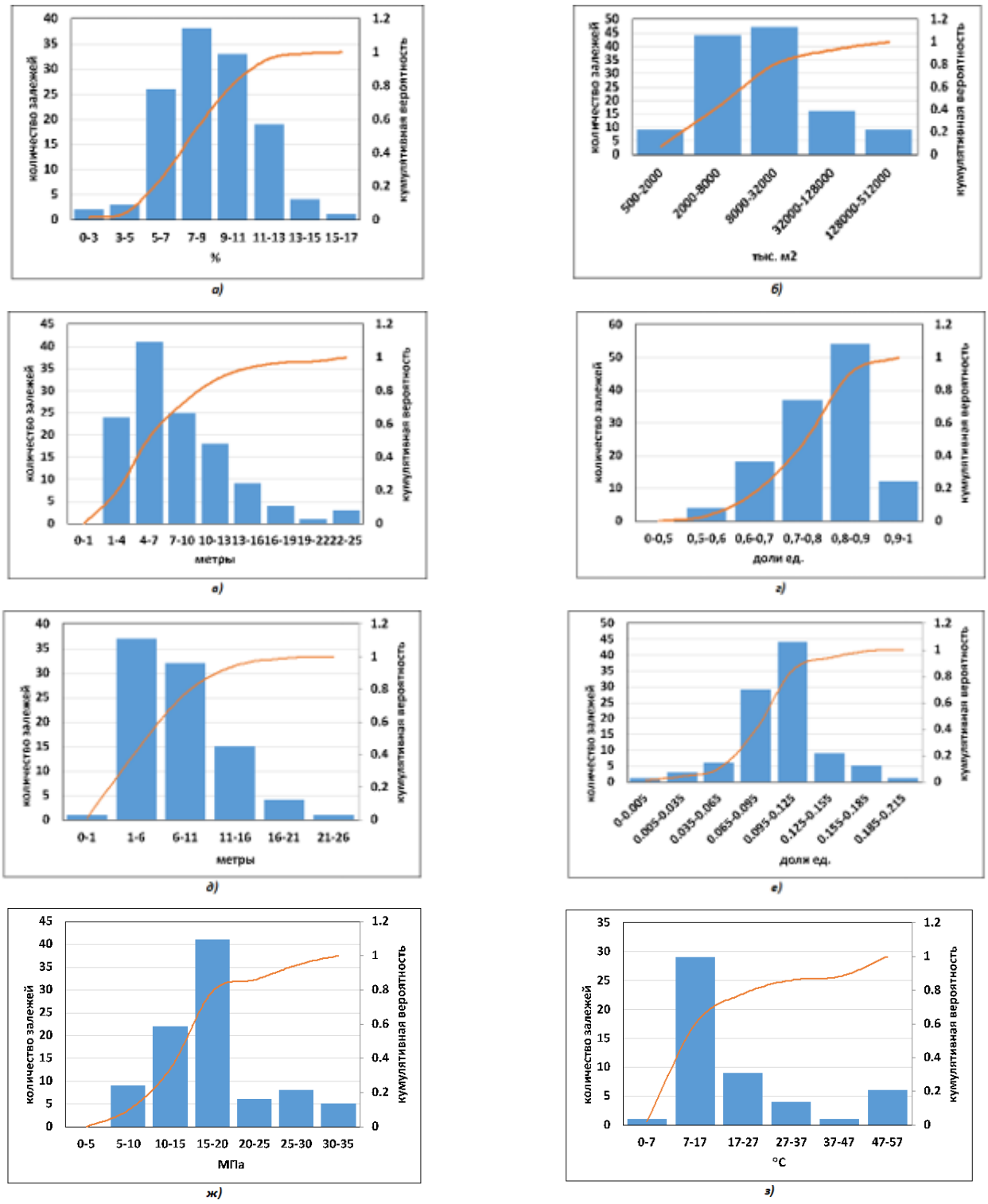


Рисунок 1. Эмпирические распространения характеристик скоплений нефти и газа карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия центральных и южных районов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

Условные обозначения: а) распределение залежей нефти карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия по открытой пористости, б) распределение залежей нефти карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия по площади нефтеносности (логарифмическая шкала), в) распределение залежей нефти карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия по нефтенасыщенной толщине, г) распределение залежей нефти карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия по коэффициенту нефтенасыщенности, д) распределение залежей свободного газа карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия по газонасыщенной толщине, е) распределение залежей свободного газа карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия по открытой пористости, ж) распределение залежей свободного газа карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия по пластовому давлению, з) распределение залежей свободного газа карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия по пластовой температуре.

Список литературы:

1. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждена приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477.

2. Комаров А.Ю. Оценка локализованных ресурсов малоизученных регионов: применение стохастического метода и его особенности // Сборник тезисов докладов научно-практической конференции «Состояние и перспективы ГРР на нефть и газ на континентальном шельфе Российской Федерации». Вып. 2. Санкт-Петербург, ВНИИОкеангеология, 2023, с. 31–32.

3. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. М., Недра, 1985, 223 с.

4. Гутман И.С., Саакян М.И. Методы подсчета запасов и оценки ресурсов нефти и газа. М., Недра, 2017, 336 с.

УДК 534-16, 550.34.013.4, 51-72
DOI 10.48612/sibprint/ntk8-35ht-5v2g https://doi.org/10.48612/sibprint/ntk8-35ht-5v2g

Структура порового пространства нефтегазовых коллекторов и интегральная геометрия трещиновато-пористых сред[1]

Б. П. Сибиряков, Е. Б. Сибиряков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
Сибирский государственный университет телекоммуникаций и информатики, Новосибирск

Аннотация. В работе показано, что свойства структуры порового пространства нефтегазовых коллекторов не могут быть охарактеризованы одной пористостью. Размерные характеристики порового пространства, такие как удельная поверхность, создают новые силы типа сил трения. В результате классические объёмные силы дополняются объёмными аналогами сил трения. Это приводит к правильному пониманию процессов фильтрации в высокопористых телах с большой удельной поверхностью типа глин.
Ключевые слова: интегральная геометрия, пористость, удельная поверхность, скорость истечения флюида, связность трещин

The structure of the pore space of oil and gas reservoirs and the integral geometry of fractured-porous media

B. Sibiryakov**,** E. Sibiriakov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
Siberian State University of Telecommunications and Information Science, Novosibirsk

Abstract. It is shown that the pore structure properties of oil and gas reservoirs cannot be characterized by porosity only. Dimensional characteristics of the pore space, such as specific surface area, create new forces, such as frictional forces. As a result, classical volumetric forces are supplemented by volumetric analogs of frictional forces. This leads to a proper understanding of percolation processes in high porous media with large specific surface area, such as clays.
Keywords: integral geometry, porosity, specific surface area, fluid velocity, connectivity of cracks

Введение. Общепризнано, что пористые и трещиноватые коллекторы обладают сложной геометрией порового пространства. Индивидуальные геометрические свойства пор и трещин бесконечно разнообразны, поэтому поточечное описание геометрии пор пород-коллекторов просто невозможно. Было бы интересно определить какие-то коллективные геометрические свойства достаточно сложных объектов такого рода, (если они существуют и их сравнительно немного, рис.1). Этими вопросами занимается раздел геометрии, основанный на использовании теории вероятностей и называемый интегральной геометрией. Теория вероятностей является наукой только о коллективных свойствах объектов любой природы. Поэтому естественно изучение средних характеристик случайных объектов, таких как средние расстояния между трещинами, средние кривизны и т.д. Доказано [1,2], что таких свойств всего четыре. Это пористость, удельная поверхность пор и (или) трещин, средняя кривизна Эйлера, а также средняя Гауссова кривизна внутренней поверхности твёрдого скелета. Больше коллективных свойств нет. Удельная поверхность есть отношение поверхности пор и трещин к объёму образца (физическая размерность-обратный сантиметр). Интегральная геометрия пор и трещин – это просто четыре числа для образцов в среднем однородных.

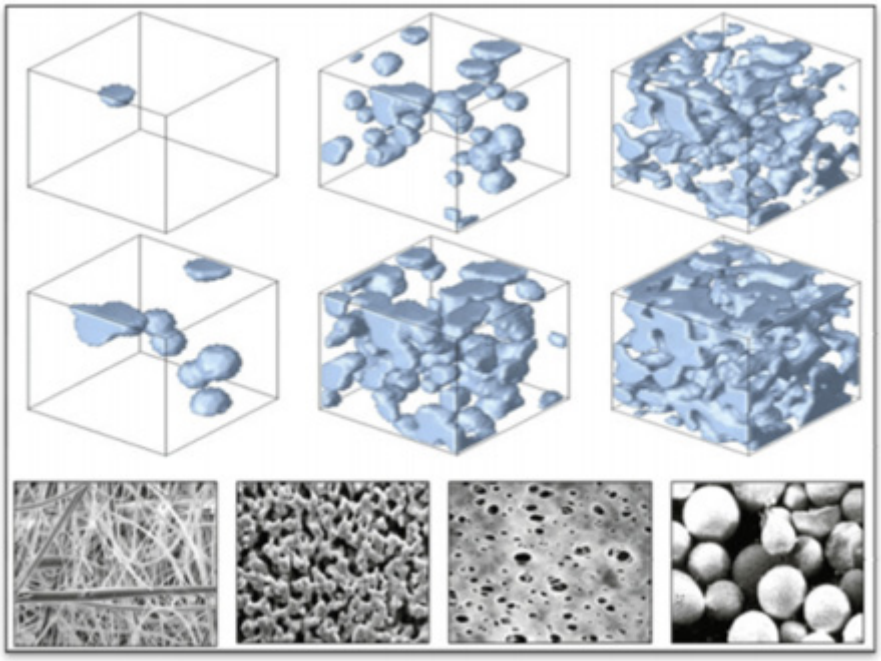


Рисунок 1. Различные виды зернистых и трещиноватых сред

Пористость, удельная поверхность и проницаемость трещиновато-пористых сред. Существует связь между удельной поверхностью пор или трещин σ_0 и средним размером микроструктуры l_0, (среднее расстояние от поры до поры или от трещины до её ближайшей соседки), именно [3,4]:

$$\sigma_0 l_0 = 4(1-f) \tag{1}$$

где f – пористость. Таким образом, наличие удельной поверхности автоматически наделяет среду средним линейным размером l_0 скелета и элементарным средним размером пор $l_0 f$.

В сплошных средах движение и равновесие определяются только соотношением объёмных сил. Природа же таких сил, как сила трения, такова, что они являются поверхностными силами, и в уравнения равновесия и движения они не могут войти как слагаемые из-за другой физической размерности. Объёмный аналог силы трения есть произведение поверхностных сил на удельную поверхность. Это даёт правильную размерность таких сил и, по-видимому, разумно, так как поверхностные силы пропорциональны площади поверхности и могут полностью блокировать течение, несмотря на высокую пористость. Например, у глин бывает очень высокая пористость (до 0,8), однако, удельная поверхность на пять порядков больше, чем у песчаников, что делает процесс фильтрации практически невозможным. Можно показать, что объёмный аналог силы вязкого трения может быть представлен в виде [4]:

$$F_r = \eta \frac{\sigma_0}{f} \frac{\partial \dot{u}_\tau}{\partial n} = \eta \frac{\sigma_0}{f} \frac{\dot{u}_\tau(M)}{f l_0} \cos(r,\tau), \tag{2}$$

где η – динамическая вязкость флюида, $\dot{u}_\tau(M)$ – средняя проекция скорости истечения из скважины на касательную к поверхности порового пространства, а $\cos(r,\tau)$ – средний косинус между нормалью к скважине и той же касательной. При любом знаке косинуса трение направлено против скорости течения, поэтому в формуле (2) среднее значение силы трения есть:

$$< F_r >= \eta \frac{\sigma_0}{f l_0} \left\langle \left[\cos(r,\tau) \right] \right\rangle = \eta \sigma_0 \frac{\dot{u}_\tau(M)}{2 f^2 l_0} \tag{3}$$

В выражении (3) учтено, что среднее значение абсолютной величины косинуса в трёхмерном пространстве равно половине. Уравнение движения флюида для цилиндрической сим-

метрии при радиальном истечении последнего из скважины с учётом сил сопротивления скелета (3) при обтекании принимает форму:

$$-\frac{1}{\eta}\frac{\partial p}{\partial r}+\Delta\dot{u}_{\tau}-k^{2}\dot{u}_{\tau}=0;\qquad k^{2}=\frac{3\sigma_{0}}{2f^{2}} \tag{4}$$

Есть некоторые основания полагать, что и для жидкой фазы рост давления с глубиной также является линейной функцией, так что второй производной по глубине в операторе Лапласа можно пренебречь. Вместе с тем плоская часть оператора Лапласа может быть переписана в виде:

$$\frac{\partial^{2}v_{r}}{\partial r^{2}}+\frac{1}{r}\frac{\partial v_{r}}{\partial r}=\frac{\partial}{\partial r}\left(\frac{\partial v_{r}}{\partial r}+\frac{v_{r}}{r}\right)+\frac{v_{r}}{r^{2}} \tag{5}$$

С учётом плоской несжимаемости, которую можно записать как:

$$\frac{\partial v_{r}}{\partial r}+\frac{v_{r}}{r}=0;\ \ v_{r}=\frac{C(z)}{r}, \tag{6}$$

$C(z)$ – произвольная функция, после этого уравнение равновесия (4) переписывается в форме:

$$\frac{\partial P}{\partial r}=\frac{\eta C(z)}{r^{3}}-k^{2}v_{r}, \tag{7}$$

где $C(z)$ – произвольная функция. Интегрируя по *r*, имеем:

$$P=P_{00}-C(z)\left(\frac{\eta}{2r^{2}}-k^{2}ln\frac{R}{r}\right) \tag{8}$$

Учитывая, что при $r\to r_{0}\ P\to P_{0}$, а также, что $C(z)=v_{r}\left[r_{0}(z)\right]r_{0}$ получаем связь между давлением и скоростью частиц, именно:

$$P_{0}(z)=P_{00}(z)-v_{0}(z)\left[\frac{\eta}{2r_{0}}+k^{2}r_{0}ln\frac{R}{r_{0}}\right], \tag{9}$$

r_{0} – радиус скважины, $P_{00}(z)$ – давление в скважине, $P_{0}(z)$ – давление флюида на стенке скважины, *R* есть средний горизонтальный размер продуктивного пласта. В формуле (9) величина $v_{0}(z)$ есть скорость истечения флюида в скважину:

$$v_{0}(z)=\frac{P_{00}(z)-P_{0}(z)}{\eta}\frac{2r_{0}f^{2}}{1+\left(\sigma_{0}r_{0}\right)^{2}ln\frac{R}{r_{0}}}\approx\frac{P_{00}(z)-P_{0}(z)}{\eta}\frac{f^{2}}{\sigma_{0}^{2}}\frac{2}{r_{0}ln\frac{R}{r_{0}}} \tag{10}$$

Тем самым, из (10) видно, что скорость истечения флюида прямо пропорциональна квадрату пористости и обратно пропорциональна квадрату удельной поверхности пор или трещин. Роль проницаемости играет множитель $\frac{2f^{2}}{\sigma_{0}^{2}}$. Интересно, что с увеличением горизонтальных размеров структуры при прочих равных условиях скорость истечения падает, правда, весьма медленно. Причина этого обстоятельства в том, что перепад давлений на очень больших расстояниях создаёт очень малые объёмные силы, увлекающие флюид из пласта в скважину. Наоборот, очень малые по протяжённости пласты создают большие объёмные силы, которые вызывают огромные скорости истечения флюида, правда, на короткое время. Если же кластер не является бесконечным, т.е. содержит тупиковые поры, то в этом случае роль проницаемости играет выражение:

$$k=\frac{3}{4\pi}\frac{f^{3}}{\sigma_{0}^{2}\left(1-f\right)^{2}} \tag{11}$$

Эта формула близка к зависимостям, полученным ранее для зернистых сред с использованием модифицированного уравнения Кармана-Козени [5, 6]: $k = \frac{6}{25}\frac{f^3}{\sigma_0^2\left(1-f\right)^2}$

О законе Дарси. Наличие в формуле (10) множителя $\ln\frac{R}{r_0}$ означает, что закон Дарси не является всеобщим законом течения флюидов, а зависит от геометрии истечения, т.е. может выполняться, а может и нарушаться. Так, если радиус скважины r_0 достаточно велик, а измерения ведутся вблизи скважины, и R порядка r_0 то указанный множитель может быть порядка единицы, и мы имеем закон Дарси в классическом виде. В других случаях закон Дарси может нарушаться как угодно сильно. Этот вывод говорит о том, что измерение удельной поверхности на образцах является совершенно необходимой процедурой петрофизических исследований. Кроме того, следует иметь в виду, что физико-химические реакции тем активнее, чем больше удельная поверхность. Измерение удельной поверхности пор и трещин не очень широко распространено в геофизике. А вот в химии эти измерения считаются абсолютно необходимыми. Более тонкие методы исследования, опирающиеся на динамику функционалов Минковского, в частности, вычисление и измерение их рассеяния, позволяют исследовать образцы одновременно как микронеоднородные, так и макро-неоднородные. Это новое направление сейчас быстро развивается благодаря успехам рентгеновской томографии [7].

Выводы.

1. Как бы ни была сложна структура нефтегазового коллектора, его геометрия может быть описана достаточно полно и единственным образом с помощью четырёх независимых коллективных геометрических характеристик. Они называются функционалами Минковского.

2. Кривизны Эйлера и Гаусса являются важными параметрами транспортных свойств полярных флюидов (вода, спирт) в случае возникновения капиллярных явлений. сильно влияет на поверхностное натяжение полярных флюидов. Для неполярных флюидов (нефть, газ) транспортные свойства порового пространства зависят от удельной поверхности и пористости.

3. Удельная поверхность есть главный фактор прекращения фильтрации. Так, в глинах при большой пористости (80 процентов) чрезвычайно большая удельная поверхность глин может полностью блокировать фильтрационные процессы.

Список литературы:

1. Кендалл М., Моран И. Геометрические вероятности М.: Наука, 1972. 192 с.
2. Сантало Л. А. Введение в интегральную геометрию. М. ИЛ, 1956. 183 с.
3. Сибиряков Б. П. Интегральная геометрия трещиноватых сред и параметрические резонансы // Геология и геофизика. 2002. Т. 43. № 9. С. 882–887.
4. Sibiryakov B.P., Leite L.W.B., Vieira W.W.S. (2013). Model of the structured continuum, and the relation between specific surface area, porosity and permeability. Revista Brasileira de Geofisica v. 31(4), pp. 559 – 568, 2013.
5. S. Grude, J. Dvorkin, M. Landro. Permeability variation with porosity, pore space geometry, and cement type: A case history from the snhvit field, the barents sea // Geophysics 80 (1) (2015), D43–D49.
6. T. Torskaya, V. Shabro, C. Torres-Verdn, R. Salazar-Tio, A. Revil. Grain shape effects on permeability, formation factor, and capillary pressure from pore-scale modeling // Journal of Transport in Porous Media 102 (2014) 71–90.
7. Чернявский М.В., Тимошенко В.В., Морковкин А.И., Гришин П.А., Федотов А.Б., Грачев Е.А. Вычисление средней скорости потока флюида в пористой среде с помощью функционалов Минковского // Георесурсы. 2026, 28(1), 3-18, [Электронный ресурс] URL http://dx.doi.org/10.18599/grs.2026.1.6

УДК 665.637.8:539.143.43
DOI 10.48612/sibprint/xbet-k55x-tprp https://doi.org/10.48612/sibprint/xbet-k55x-tprp

Возможности количественной ^{13}C ЯМР-спектроскопии при исследовании состава нефти и нефтепродуктов[1]

С. И. Сивцев, А. Р. Александров, Л. А. Ерофеевская

Институт проблем нефти и газа Якутского НЦ СО РАН, Якутск

Аннотация. Представлены результаты количественного ^{13}C ЯМР-анализа нефти, дизельного топлива и битумов. Установлено распределение первичных, вторичных, третичных и ароматических атомов углерода в образцах. Битумы характеризуются максимальной долей ароматики (24,1%), дизельное топливо – наибольшим содержанием CH_3- и CH_2-групп. Показана эффективность метода для прогнозирования свойств нефтепродуктов и необходимость его сочетания с традиционными подходами.

Ключевые слова: нефть, битум, ядерно-магнитный резонанс

Potential of quantitative ^{13}C NMR spectroscopy in the study of the composition of oil and petroleum products

S. I. Sivtsev**,** A. R. Aleksandrov, L. A. Erofeevskaya

Institute of Oil and Gas Problems Yakut SC SB RAS, Yakutsk

Abstract. The results of quantitative 13C NMR analysis of crude oil, diesel fuel, and bitumen are presented. The distribution of primary, secondary, tertiary, and aromatic carbon atoms in the samples is determined. Bitumen is characterized by the highest proportion of aromatics (24.1%), while diesel fuel has the highest content of CH3 and CH2 groups. The effectiveness of the method for predicting the properties of petroleum products and the need for its combination with traditional approaches are demonstrated.

Keywords: crude oil, bitumen, nuclear magnetic resonance

Введение. Среди методов анализа сложных органических смесей ядерный магнитный резонанс (ЯМР) занимает особое место благодаря универсальности и высокой информативности. Спектроскопия ядерного магнитного резонанса ^{13}C – это хорошо известный метод установления структурных формул, пространственной и электронной структуры как синтезированных, так и выделенных из природного сырья отдельных органических соединений. В последние годы наблюдается растущий интерес к использованию ЯМР-спектроскопии для изучения различных объектов в нефтехимии. Метод ЯМР открывает широкие возможности для изучения структуры нефти и определения их физико-химических характеристик.

Метод ЯМР основан на явлении резонансного поглощения электромагнитного излучения ядрами с ненулевым спином в сильном магнитном поле. Ключевым аналитическим параметром является химический сдвиг, который чувствителен к локальному электронному окружению ядра и позволяет идентифицировать типы функциональных групп.

^{1}H ЯМР-спектроскопия обладает существенным ограничением при анализе сложных смесей, таким как узкий диапазон химических сдвигов (~10–15 м.д.), что приводит к значительному перекрытию сигналов и затрудняет точную идентификацию компонентов. В отличие от протонного ЯМР, ^{13}C ЯМР имеет ряд ключевых преимуществ, обусловленных широким диапазоном химических сдвигов (свыше 200 м.д.), который обеспечивает высокое спектральное разрешение сигналов. Важным достоинством метода является возможность подавления спин-спинового взаимодействия с протонами, что упрощает мультиплетную структуру до синглетов

[1] © С. И. Сивцев, А. Р. Александров, Л. А. Ерофеевская, 2026
Работа выполнена в рамках Госзадания Министерства науки и высшего образования РФ № FWRS-2026-0015 с использованием научного оборудования ЦКП ФИЦ ЯНЦ СО РАН

и значительно облегчает интерпретацию спектров и количественный анализ. Кроме того, ^{13}C ЯМР предоставляет прямую информацию о строении углеродного скелета молекул, что особенно ценно для характеристики алифатических и ароматических фрагментов. Это делает ^{13}C ЯМР подходящим методом для структурно-группового анализа, позволяя классифицировать углеродные атомы на первичные (CH_3-), вторичные (-CH_2-), третичные (>CH-), четвертичные (>C<) и ароматические.

Материалы и методы. Для исследования были отобраны образцы: дизельное топливо, сырая нефть талаканского месторождения и битумы из доломитизированного известняка амгинского и буотоминского происхождения.

Эксперименты выполнены на ЯМР спектрометре Bruker Avance III (400 МГц) с использованием стандартной методики. Пробы растворяли в дейтерированном хлороформе. Для достижения приемлемого отношения сигнал/шум, регистрацию ^{13}C спектров проводили при 6000 накоплениях с широкополосной развязкой от протонов для упрощения мультиплетности.

Обсуждение результатов. В настоящее время ^{13}C ЯМР спектры образцов нефтепродуктов в дейтерированном хлороформе исследованы и описаны (табл. 1) [1,2].

Таблица 1. Химические сдвиги функциональных групп

Спектр	Химический сдвиг (ppm)	Функциональные группы
^{13}C ЯМР	9-21,39	γ-CH_3 – группы
	21,39-36,15	CH_2 – группы в нафтеновых (циклоалкановых) фрагментах и метиленовые группы (CH_2), не соседствующие с метиновой (CH) группой в алкильных соединениях
	36,15-60	Метиновая (CH) группа в алкильных фрагментах; CH и CH_2 алкильные группы нафтеновых фрагментов, соседние с группой CH
	108-118	Олефиновые фрагменты
	118-150	Углерод в аренах (ароматических соединениях)

На рисунке 1 представлен ^{13}C ЯМР-спектр дизельного топлива, зарегистрированный в дейтерированном хлороформе. Панель (а) охватывает полный диапазон химических сдвигов от 0 до 150 м.д., позволяющий одновременно оценить алифатические и ароматические области. Панель (б) детализирует алифатическую область (0–60 м.д.), в которой выделены сигналы соответствующих функциональных групп.

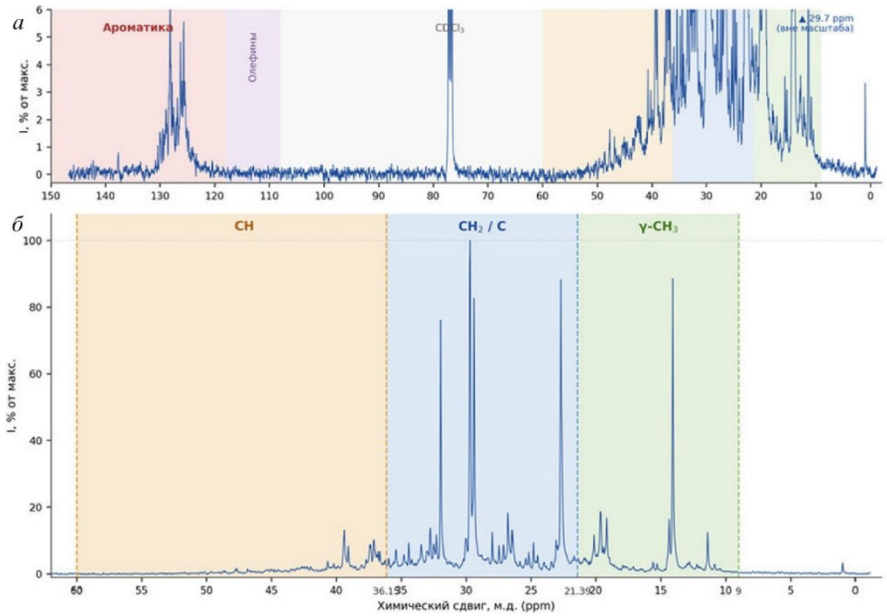


Рисунок 1. ^{13}C ЯМР-спектр дизельного топлива с границами интегрирования функциональных групп.

Условные обозначения: *а* – полный диапазон 0–150 м.д.; *б* – алифатическая область 0–60 м.д.

На основе зарегистрированных ^{13}C ЯМР спектров была проведена методика количественной обработки [3]. Результат обработки представляет собой суммарную интегральную интенсивность функциональных групп, рассчитанную по спектру (табл. 2).

Таблица 2. Суммарная интегральная интенсивность функциональных групп

Функциональные группы	Химический сдвиг (ppm)	Интегральная интенсивность сигнала (I)			
		Нефть	Дизельное топливо	Битум (Буотама)	Битум (Амга)
CH_3	9-21.39	13,91	23,47	12,80	16,5
CH_2 и C	21.39-36.15	54,29	56,27	45,58	50,7
CH	36.15-60	23,69	12,92	17,50	16,6
Ароматика	114-147	8,11	7,34	24,12	16,2

Из спектров ЯМР ^{13}C невозможно однозначно определить содержание конкретных углеводородов, однако их фрагментный состав может быть определён с высокой точностью. Если известны интегральные интенсивности сигналов отдельных групп в спектре ЯМР ^{13}C, то соответствующие мольные доли третичных, первичных, вторичных и четвертичных атомов углерода можно рассчитать (табл. 3) по формулам, которые учитывают частичное перекрывание диапазонов химических сдвигов [4]. Коэффициенты в формулах введены для компенсации этих перекрытий и корректного разделения вкладов различных типов атомов углерода в алифатической области. Такой подход, подробно обоснованный в работах по количественной спектроскопии ЯМР природного органического сырья, позволяет получать воспроизводимые значения фрагментного состава даже при наличии умеренного перекрывания сигналов [5]:

Количественный анализ спектра основан на прямой пропорциональности интегральной интенсивности сигнала числу ядер углерода, ответственных за данный сигнал. Интегрирование проводилось в пределах указанных диапазонов (см. табл. 1), после коррекции базовой линии и фазовой коррекции спектра. Полученные абсолютные значения интегральных интенсивностей (I) для каждой группы атомов углерода далее используются для расчёта мольных долей.

$$C_T = \frac{1,04 I_T - 0,034 I_{ВЧ}}{I_T + I_{ВЧ} + I_П} \times \left(1 - C_{Ар}\right)$$

$$C_{ВЧ} = \frac{1,04 I_{ВЧ} - 0,04 I_T - 0,02 I_П}{I_T + I_{ВЧ} + I_П} \times \left(1 - C_{Ар}\right)$$

$$C_П = \frac{1,02 I_П - 0,006 I_{ВЧ}}{I_T + I_{ВЧ} + I_П} \times \left(1 - C_{Ар}\right)$$

$$C_{Ар} = \frac{I_{Ар}}{I_T + I_{ВЧ} + I_П}$$

где C_T – мольная доля третичного углерода; $C_{ВЧ}$ – мольная доля вторичного и четвертичного углерода; $C_П$ – мольная доля первичного углерода; $C_{АР}$ – мольная доля ароматического углерода; I_T – суммарная интегральная интенсивность третичных (CH) групп; $I_{ВЧ}$ – суммарная интегральная интенсивность вторичных (CH_2) и четвертичных групп; $I_П$ – суммарная интегральная интенсивность первичных (CH_3) групп в спектре ЯМР ^{13}C.

Таблица 3. Мольная доля функциональных групп

Функциональная группа	Доля в %			
	Нефть	Дизельное топливо	Битум (Буотама)	Битум (Амга)
$C_П$	13,86	23,60	12,78	16,53
$C_{ВЧ}$	55,24	57,54	46,45	51,73
C_T	22,79	11,52	16,65	15,54
$C_{АР}$	8,11	7,34	24,12	16,2

Заключение. Применение ^{13}C ЯМР спектроскопии для изучения структурно-группового состава нефти и нефтепродуктов позволяет расширить точные методы количественного анализа, и перейти к количественному описанию молекулярной и надмолекулярной структуры природного органического вещества, его фракций, промежуточных и целевых продуктов. Метод даёт возможность легко устанавливать количественное содержание основных углеводородных компонентов в любом нефтепродукте, а данные о функциональных группах полезны для быстрого прогнозирования изменений свойств нефтепродуктов при различных видах обработки. Вместе с тем, использование только ЯМР-спектроскопии не позволяет полностью решить проблему идентификации и оценки углеводородного состава в сырой нефти, поэтому её следует рассматривать в сочетании с существующими традиционными методами изучения состава нефти. Тем не менее, эта методика может повысить эффективность исследования нефти.

Список литературы:

1. Клочков В.В., Ефимов С.В., Маргулис Б.Я. Качественный и количественный состав образцов нефти, добытой на различных месторождениях, по данным ЯМР-спектроскопии // Ученые записки Казанского университета. Серия Естественные науки. 2012, т. 154(1), с. 119-125.

2. Guohui Gao, Jian Cao, Tianwu Xu, Hongan Zhang, Yunxian Zhang, Kai Hu. Nuclear magnetic resonance spectroscopy of crude oil as proxies for oil source and thermal maturity based on 1H and 13C spectra // Fuel. 2020, 271, 117622. [Электронный ресурс]. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0016236120306177

3. Полетаева О.Ю., Колчина Г. Ю., Леонтьев А. Ю., Бабаев Э. Р., Мовсумзаде Э.М. Исследование состава высоковязких тяжелых нефтей методом ядерной магнитно-резонансной спектроскопии // Известия высших учебных заведений. Химия и химическая технология, 2021, т. 64(1), с. 52-58.

4. Rakhmatullin I.Z., Efimov S.V., Klochkov A.V., Gnezdilov O.I., Varfolomeev M.A., Klochkov V.V., NMR chemical shifts of carbon atoms and characteristic shift ranges in the oil sample // Petroleum Research, 2022, v. 7, p. 269-274

5. Калабин Г. А., Каницкая Л. В., Кушнарев Д. Ф. Количественная спектроскопия ЯМР природного органического сырья и продуктов его переработки. М., Химия, 2000, 408 с.

УДК 553.98, 551.82
DOI 10.48612/sibprint/n81n-guvb-nm4m https://doi.org/10.48612/sibprint/n81n-guvb-nm4m

Формирование и эволюция фильтрационно-емкостных свойств ботуобинского горизонта (Мирнинский выступ)[1]

Д. О. Смирнова, А. В. Ступакова, Р. С. Сауткин

Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова

Аннотация. На примере ботуобинского горизонта Мирнинского выступа прослежена история формирования фильтрационно-емкостных свойств, чья пространственная неоднородность обусловлена совместным влиянием седиментационных, тектонических, палеоструктурных и палеогидрогеологических факторов. Комплексный учёт данных параметров позволяет прогнозировать зоны с наилучшими коллекторскими свойствами.
Ключевые слова: ботуобинский горизонт, фильтрационно-емкостные свойства, Мирнинский выступ

Formation and Evolution of Reservoir Properties of the Botuobinsky Horizon (Mirny arch)

D. O. Smirnova, A. V. Stupakova, R. S. Sautkin

Lomonosov Moscow State University

Abstract. Using the Botuobinsky horizon of the Mirny arch as a case study, the evolution of reservoir properties has been reconstructed. Their spatial heterogeneity is governed by the combined influence of sedimentological, tectonic, paleostructural, and paleohydrogeological factors. The integrated assessment of these parameters enables the prediction of zones with optimal reservoir properties.
Keywords: Botuobinsky porizon, reservoir properties, Mirnyi arch

Введение. Прогноз фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) венд-кембрийских отложений Сибирской платформы требует учёта условий осадконакопления, определивших первичный потенциал коллекторов, а также постседиментационных процессов, способных как ухудшать, так и улучшать пористость и проницаемость пород. В этом контексте ботуобинский горизонт (нижнебюкская подсвита верхней вендской системы [1]) в пределах Мирниского выступа Непско-Ботуобинской антеклизы представляет собой репрезентативный объект для выявления и изучения подобных закономерностей. Промышленная нефтегазоносность отложений горизонта подтверждена открытием многочисленных месторождений, локализованных преимущественно в границах Мирнинского выступа, что обуславливает практическую значимость исследования.

Целью работы является выявление зон с лучшими современными фильтрационно-емкостными свойствами ботуобинского горизонта на юго-востоке Мирнинского выступа Непско-Ботуобинской антеклизы.

Материалы и методы. В основу исследования легли материалы керновых и геофизических исследований (ГИС) более 20 скважин юго-восточной части Мирнинского выступа, а также результаты интерпретации 2D и 3D сейсморазведки. Литолого-фациальная модель построена на основе петрографического изучения шлифов, растровой электронной микроскопии (РЭМ) и рентгенофазового анализа (РФА), дополненных циклическим анализом. Пространственное распределение ФЕС оценено путём сопоставления литофаций с петрофизическими замерами, выполненными до и после последовательной экстракции и обессоливания образцов. Идентификация ключевых вторичных процессов (засолонение, регенерация кварца, ангидри-

[1] © Д. О. Смирнова, А. В. Ступакова, Р. С. Сауткин, 2026
Работа выполнена в рамках госбюджетной темы «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2.

тизация, карбонатизация, выщелачивание полевых шпатов) и оценка степени их влияния на пустотное пространство проведены по данным РЭМ и петрографии. Для того, чтобы распространить литолого-фациальную модель по площади использовались карты мощностей ботуобинского горизонта, построенные по материалам 2D и 3D сейсморазведки. На заключительном этапе проведена интеграция литолого-фациальной, современной структурной и палеоструктурной карт, позволившие ранжировать территорию по степени сохранности первичных ФЕС.

Результаты. Отложения ботуобинского горизонта формировались в прибрежно-морских условиях побережья приливно-отливного типа. Циклостратиграфический анализ позволил выделить четыре осадочных циклита, отражающих трансгрессивно-регрессивную динамику с общим регрессивным трендом. В кровельной части горизонта (циклиты 3–4) преобладают крупнозернистые хорошо сортированные песчаники фаций берегового склона и среднезернистые песчаники песчаной литорали, обладающие первично высоким коллекторским потенциалом. Пространственный анализ показал, что зоны с лучшими первичными ФЕС приурочены к участкам увеличенных мощностей 3–4 циклитов, образующим протяжённую полосу юго-запад–северо-восточного простирания (рис. 1).

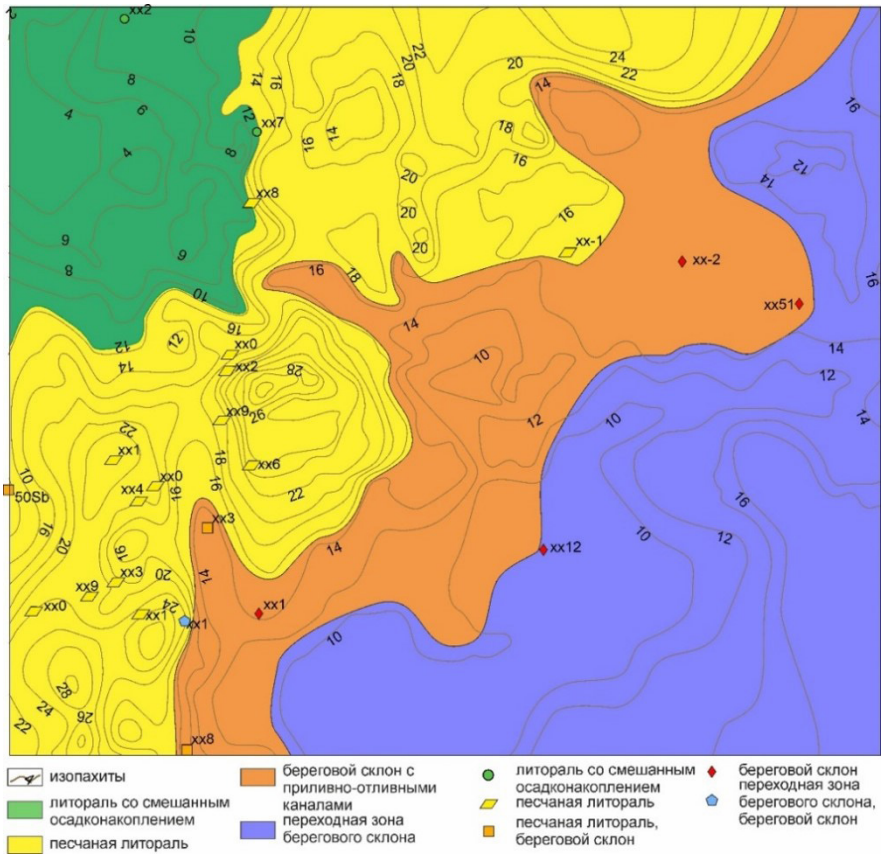


Рисунок 1. Литолого-фациальная схема 3-4 циклитов ботуобинского горизонта для района юго-востока Мирнинского выступа

Современные ФЕС демонстрируют значительных разброс значений в пределах одних и тех же литофаций, что свидетельствует о влиянии постседиментационных преобразований на коллекторские свойства пород. Ключевым фактором, повлиявшим на деградацию коллекторских свойств ботуобинского горизонта в пределах исследуемой территории, выступает засолонение, проявляющееся в двух принципиально различных формах: повсеместном (каркасном) и очаговом. Степень деградации ФЕС варьирует в зависимости от типа засоления: при очаговом характере проницаемость снижается в среднем на 1–2 порядка при сохранении частичной связности порового пространства, тогда как при повсеместном засолонении галитовый цемент формирует каркасную структуру, практически полностью изолирующую поры. При этом следует заметить, что засолонению оказались наиболее подвержены те породы, которые первично

являлись лучшими коллекторами, – хорошо сортированные крупнозернистые и среднезернистые отложения фаций берегового склона и песчаной литорали. И в зависимости от положения пород ботуобинского горизонта в разрезе относительно палео-водонефтяного контакта (ВНК) характерен разный тип коллектора и разный характер засолонения: выше палео-ВНК коллектор гидрофобный, засолонение часто повсеместное, ниже палео-ВНК – коллектор гидрофильный, а засолонение не повсеместное и часто сопряжено с ангидритом.

Формирование и эволюция залежей углеводородов в ботуобинском горизонте неразрывно связаны с ключевыми этапами тектонического развития региона. В позднекембрийско-силурийское время в пределах изучаемой территории сформировалась первоначальная палеоловушка, обеспечившая аккумуляцию нефтяных углеводородов. Однако в девонско-каменноугольное время регион подвергся масштабной структурной перестройке, сопровождавшейся изменением структурного плана [2]. Активизация разломных зон, повышение их флюидопроводящей способности и инверсия тектонического режима привели к нарушению первоначальной конфигурации залежи: углеводороды подверглись ремиграции в новообразованные приподнятые блоки, частичному оттоку в вышележащие горизонты или деструкции с образованием остаточных битумов. Данная перестройка радикально изменила палеогидрогеологический режим пласта. Снижение пластовых температур и давления, обусловленное общим воздыманием территории и эрозией вышележащих отложений, нарушило термодинамическое равновесие и спровоцировало кристаллизацию галита и ангидрита. Данным этапам в истории формировании залежей отвечают палео-ВНК, расположенные ниже современного (кембрий-силурийский этап формирования), а также уровни палео-ВНК выше современного, верхний из которых отвечает максимуму переформирования и разрушения залежи. Вблизи данных уровней наблюдаются повышенная степень регенерации кварца, битуминизация пустотного пространства, локально пиритизация, которые приводят к ухудшению ФЕС. Следует заметить, что четко проследить и сопоставить уровни палео-ВНК древнее современного, можно после выравнивания с учетом палеоструктурных реконструкций.

На основе интеграции литолого-фациальной модели с результатами палеоструктурных реконструкций проведено ранжирование территории по степени сохранности первичных ФЕС (рис. 2). Наиболее перспективные зоны приурочены к участкам совпадения палеоподнятий (областей формирования первичных залежей) с современными поднятиями. В этих областях, унаследованной сохранности ФЕС, где также в разрезе преобладают литофаций песчаной литорали и берегового склона, сохранились первично лучшие ФЕС, а также имеется возможность открытия залежей жидких УВ. Напротив, зоны максимального риска соответствуют территориям, где первично высокопроницаемые коллекторы, ранее входившие в состав продуктивных залежей, подверглись структурной перестройке и переформированию залежи; в этих участках прогнозируется наиболее интенсивная деградация ФЕС. Остальные территории классифицированы как зоны промежуточного потенциала, характеризующиеся умеренной и локальной деградацией ФЕС. При этом в зоне современных поднятий можно ожидать наличие газообразных УВ, сформированных во время второго этапа генерации УВ вендскими НГМТ в пределах Предпатомского прогиба [3].

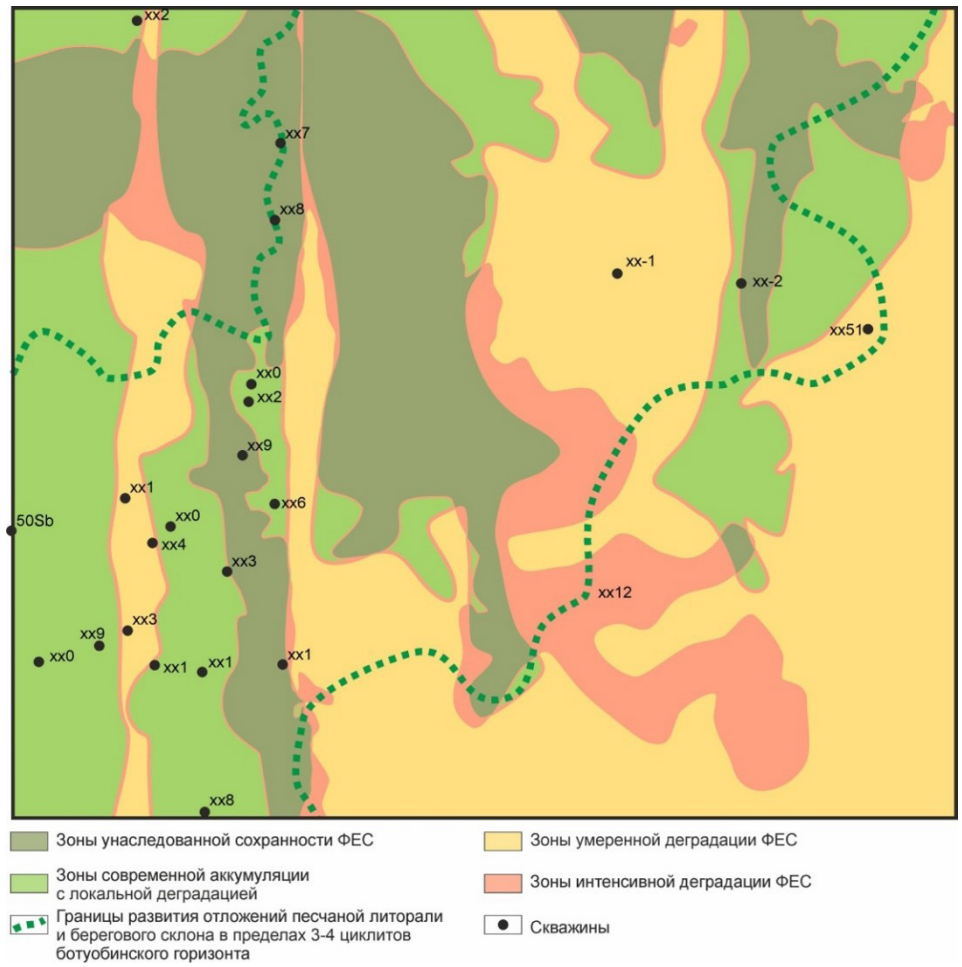


Рисунок 2. Схема классов степени преобразованности пород-коллекторов ботуобинского горизонта вторичными процессами и их перспектив

Заключение. Лито-фациальный анализ в сочетании с комплексной оценкой фильтрационно-емкостных свойств позволили выявить закономерности пространственного распространения интервалов с первично лучшими коллекторскими свойствами, на которые после были наложены вторичные преобразования, пространственная локализация которых контролируется тектоническими, палеоструктурными и палеогидрогеологическими факторами. Это подтверждается устойчивой корреляцией зон ухудшения ФЕС с уровнями палео- и современного водонефтяных контактов. В связи с этим высокопродуктивные интервалы ассоциированы с изначально благоприятными фациями, сохранившимися в условиях минимального воздействия вторичных процессов благодаря унаследованности структурного плана и стабильности залежи.

Список литературы:

1. Мельников Н. В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018.– 177 с.

2. Никишин А.М., Соборнов К.О., Прокопьев А.В., Фролов С.В. Тектоническая история Сибирской платформы в венде-фанерозое // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология, 2010, №. 1, с. 3-16.

3. Сауткин Р.С., Ступакова А.В., Краснова Е.А., Суслова А.А., Воронин М.Е., Смирнова Д.О., Мордасова А.В. Формирование месторождений нефти и газа древних нефтегазоносных бассейнов (Восточная Сибирь) // Георесурсы, 2025, №27(2), с. 161–173.

УДК 004.9:622.276
DOI 10.48612/sibprint/p7x9-hbxk-8bzp https://doi.org/10.48612/sibprint/p7x9-hbxk-8bzp

Система ранжирования перспективных структур на основе комплексного подхода для эффективного планирования ГРР[1]

А. К. Строчкова, Л. Б. Хазин, В. В. Царёв, Ю. Г. Еремин, С. В. Квашин, К. Ю. Ленский

Филиал ООО «РН-ГИР» в г. Москве – Центр технических компетенций ИГиРГИ

Аннотация. Предложена автоматизированная методика быстрого ранжирования перспективных структур без трудоёмких экономических расчётов. В основе подхода лежит одновременный анализ трёх ключевых параметров: вероятности геологического успеха, коэффициента успешности бурения (скорректированного с учётом числа пластов) и ресурсного потенциала. Для каждой структуры эти показатели вычисляются в единой ГИС-среде на основе данных по отдельным пластам, региональной статистики бурения и вероятностных схем геологической успешности. Система автоматически пересчитывает рейтинг объектов при каждом обновлении исходных данных. Построено трёхмерное облако точек, каждая из которых соответствует одной структуре и отражает её положение в пространстве трёх параметров. На основе анализа этого облака определены пороговые значения: для вероятностных и статистических показателей – медианы; для ресурсного потенциала – настраиваемый пользователем порог. С помощью этих порогов пространство разделяется на 8 кластеров. Для каждого кластера сформулированы стратегические рекомендации – от бурения в первоочередном порядке до исключения из активного портфеля геологоразведочных работ.

Ключевые слова: ранжирование, трёхмерная кластеризация, вероятность геологического успеха, коэффициент успешности бурения, ресурсный потенциал.

Ranking System for Prospect Structures Based on an Integrated Approach for Effective Exploration Planning

A. K. Strochkova, L. B. Khazin, V. V. Tsarev, Yu. G. Eremin, S. V. Kvashin, K. Yu. Lenskiy

Branch of «RN-GIR» LLC in Moscow – Center for Technical Competences of IGiRGI

Abstract. An automated rapid ranking method for prospect structures is proposed, avoiding time-consuming economic calculations. The approach is based on the simultaneous analysis of three key parameters: geological success probability, drilling success rate (adjusted for the number of reservoirs), and resource potential. For each structure, these indicators are computed within a unified GIS environment using interval-by-interval data, regional drilling statistics, and probabilistic schemes of geological success. The system automatically recalculates the ranking of objects whenever the input data are updated. A three-dimensional point cloud is constructed, where each point corresponds to a single structure and reflects its position in the three-parameter space. Based on the analysis of this cloud, threshold values are defined: medians for probabilistic and statistical indicators, and a user-adjustable threshold for resource potential. Using these thresholds, the space is divided into eight clusters. For each cluster, strategic recommendations are formulated – from priority drilling to exclusion from the active exploration portfolio.

Keywords: ranking, 3D clustering, geological success probability, drilling success rate, resource potential.

На современном этапе планирования геологоразведочных работ (ГРР) ключевым инструментом обоснования инвестиционных решений является анализ чистой приведённой стоимости (NPV). Однако его применение для ранжирования значительного количества перспективных объектов на региональном этапе сталкивается с рядом ограничений: высокая трудоёмкость,

[1] © А. К. Строчкова, Л. Б. Хазин, В. В. Царёв, Ю. Г. Еремин, С. В. Квашин, К. Ю. Ленский, 2026

необходимость детальных экономических данных по каждой структуре и отсутствие прямого учёта геологических рисков [1]. Настоящая работа предлагает альтернативный подход, ориентированный на этап регионального планирования и позволяющий проводить объективное, прозрачное и быстрое ранжирование всех перспективных структур без детальных экономических расчётов по каждой из них.

Цель работы – разработка автоматизированной системы экспресс-анализа перспективных структур на основе трёхмерной кластеризации параметров: вероятность геологического успеха, коэффициент успешности бурения с учётом количества пластов и ресурсный потенциал. Объект исследования – перспективные структуры, локализованные в одном из регионов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (208 объектов по данным Единого цифрового фонда ресурсов – ЕЦФР).

Исходные данные включают три блока:

1. Перспективные объекты из ЕЦФР – актуальные ресурсные оценки с координатной привязкой, типом ловушки и стратиграфической приуроченностью.

2. Вероятностные карты геологического успеха (Pg) – построены для 14 стратиграфических интервалов; отражают вероятность наличия коллектора, покрышки и нефтематеринской толщи [2].

3. Статистика успешности бурения – база данных поисково-оценочного бурения за 20 лет с группировкой по тектоническим элементам второго порядка.

Для каждой структуры выполняется переход от поэтажных данных к интегральным характеристикам.

Шаг 1. Вероятность геологического успеха структуры.

Необходимо оценить значение геологической успешности структуры, то есть рассчитать вероятность того, что хотя бы один пласт окажется продуктивным по формуле 1:

$$Pg_{struct} = 1 - \Pi_{i=1}^{N} \left(1 - Pg\right) \quad (1)$$

где Pg_{struct} – геологическая успешность структуры, Pg_i – геологическая успешность i-го пласта.

Расчёт выполнен в соответствии с методическими указаниями ПАО «НК «Роснефть» [3].

Шаг 2: Коэффициент успешности бурения с учётом количества пластов.

При условии независимости пластов и одинаковой вероятности успеха для каждого пласта, рассчитывается коэффициент успешности бурения структуры, который позволяет корректно сравнивать структуры с разным числом пластов.

Региональный коэффициент $K_{\text{бур}}^{\text{зона}}$ отражает среднюю частоту открытия залежей для объектов со средним количеством пластов N_{avg} в данной тектонической зоне. При допущении независимости пластов и одинаковой вероятности успеха для каждого пласта p_{plast}, справедливо:

$$K_{\text{бур}}^{struct} = 1 - \left(1 - K_{\text{бур}}^{\text{зона}}\right)^{N/N_{avg}} \quad (2)$$

Шаг 3. Трёхмерная кластеризация.

В результате выполнения расчетов и присвоения параметров каждой структуре получаем трёхмерное пространство, в котором каждая структура представлена точкой с координатами ($X = Pg_{struct}$, $Y = K_{\text{бур}}^{struct}$, $Z = Q$), в результате получено облако точек. Пространство разделяется на 8 октантов по принципу: для вероятностных и статистических параметров (Pg_{struct} и $K_{\text{бур}}^{struct}$) – медиана; для ресурсного потенциала (Q) – пороговое значение, которое в настоящей работе задано демонстрационное. Этот выбор иллюстрирует работу методики и не является фиксированным. На рисунке 1 показаны облако точек и области, демонстрирующие пороговые значения по используемым параметрам ранжирования.

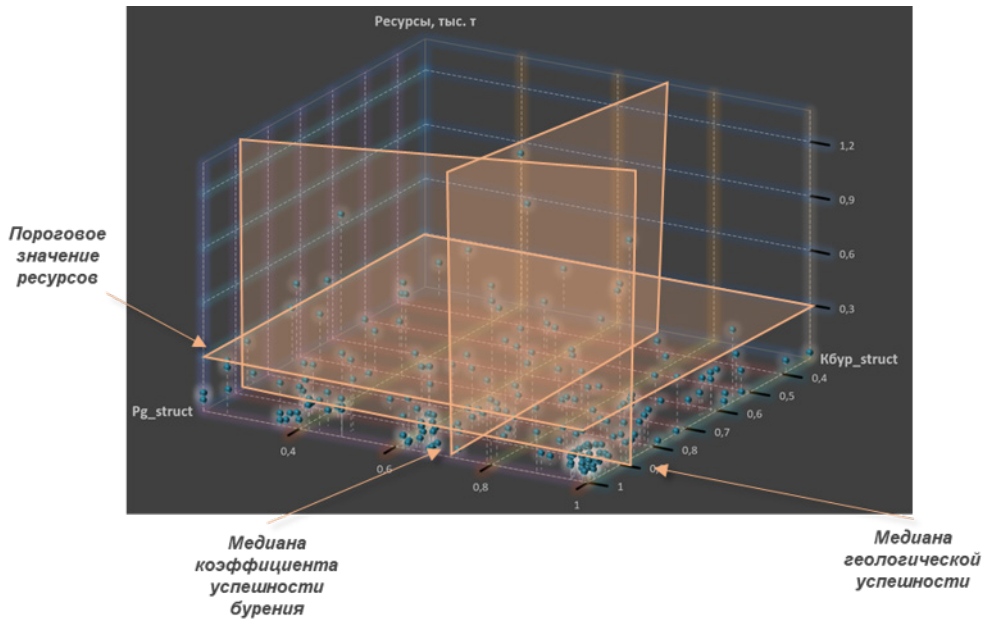


Рисунок 1. 3D-визуализация портфеля структур с нанесением медианных и пороговых значений

Для каждого из 8 октантов сформулирована рекомендация, основанная на геологическом и экономическом смысле комбинации параметров (табл. 1).

Таблица 1. Разделение на группы перспективных структур с рекомендациями

Группа	Pg_struct	Кбур_struct	Ресурсы	Рекомендация	Количество структур
A	≥ медианы	≥ медианы	≥ порога	Включить в Программу ГРР, первоочередное бурение	5
B	≥ медианы	< медианы	≥ порога	Включить в Программу ГРР	6
C	≥ медианы	≥ медианы	< порога	Долгосрочная программа ГРР, с учетом экономики	46
D	≥ медианы	< медианы	< порога	Долгосрочная программа ГРР, с учетом экономики	50
E	< медианы	≥ медианы	≥ порога	Детальное доизучение	5
F	< медианы	< медианы	≥ порога	Детальное доизучение	15
G	< медианы	≥ медианы	< порога	Консервация структур с выводом из активного портфеля ГРР	49
H	< медианы	< медианы	< порога	Консервация структур с выводом из активного портфеля ГРР	32

Заключение. Разработана автоматизированная, динамически обновляемая и тиражируемая система экспресс-ранжирования перспективных структур. Методика базируется на трёхмерной кластеризации параметров вероятности геологической успешности, коэффициента успешности бурения и ресурсного потенциала. Порог по ресурсам является настраиваемым, что позволяет адаптировать систему под конкретные экономические условия. Результаты верификации подтвердили сходимость с действующей программой ГРР. Предложенный подход может быть использован для оптимизации планирования ГРР в любых нефтегазоносных провинциях.

Список литературы:

1. Сергейчев А.В., Васильев В.В., Зимин П.В., Степанов А.В., Кузовков А.А. Аналитические подходы к оценке выработки запасов и перспективному планированию инвестиций в разработку // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 12. – С. 108-113.

2. Шпильман А.В., Алтунин А.Е. Интеллектуальные геоинформационные технологии для вероятностных и нечетких расчетов и оптимизации // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 2. – С. 69-84.

3. ПАО «НК «Роснефть». Методические указания «Оценка ресурсного потенциала перспективных структур» : утв. 09.09.2023. – Внутренний документ компании.

УДК 551.7.022
DOI 10.48612/sibprint/fdhz-35nt-a4nv https://doi.org/10.48612/sibprint/fdhz-35nt-a4nv

Этапность формирования нефтегазоносности и прогноз свойств углеводородных систем Баренцево-Карского региона[1]

А. А. Суслова

Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова

Аннотация. Арктика является одним из стратегических регионов, важных для обеспечения геополитических и геоэкономических позиций России как внутри страны, так и в мире. Анализ последних отчетов по стратегии развития мировых компаний показывает намерения увеличения добычи именно за счет шельфовых проектов, что отражает необходимость наращивания геолого-разведочных работ на отечественных акваториях. В работе рассматривается Баренцево-Карский шельф и проведен прогноз элементов углеводородных систем на основе прогноза распространения плеогеографических обстановок.
Ключевые слова: Арктика, геолого-разведочные работы, палеогеографические обстановки, шельф, прогноз элементов углеводородных систем.

Evaluation stages of the oil and gas prospects and hydrocarbon systems forecast in the Barents-Kara region[1]

A. A. Suslova

Lomonosov Moscow State University

Abstract. The Arctic is a strategic region crucial to Russia's geopolitical and geoeconomic position both domestically and globally. Analysis of recent development strategy reports from global companies demonstrates intentions to increase production through offshore projects, reflecting the need to expand geological exploration in our domestic waters. This paper examines the Barents-Kara shelf and forecasts the elements of hydrocarbon systems based on the prediction of the pleogeographic environments distribution.
Keywords: Arctic, petroleum exploration, paleogeographic environments, continental shelf, hydrocarbon elements forecast.

Баренцево-Карский регион представляет значительный интерес в виду своей доступности, относительно мягкого климатического режима и наличия уже открытых месторождений. Большая часть месторождений содержит газ и газоконденсат. Они сосредоточены в мезозойском интервале разреза, при этом есть отдельные залежи в каменноугольных и пермских отложениях Западной части Баренцева моря и в Печорском море. На территории всех обрамляющих архипелагов в широком возрастном диапазоне от рифея-кембрия до кайнозоя отмечаются битумопроявления (Рис.1). Нефтяные углеводороды содержатся в нескольких месторождениях норвежского шельфа Баренцева моря и в акваториальной части Печорского моря.

[1] © А. А. Суслова, 2026
Работа выполнена в рамках госбюджетной темы кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ на тему: «Изучение углеводородных ресурсов морских акваторий и Арктического региона Российской Федерации». Номер ЦИТИС: АААА-А16-116033010095-1

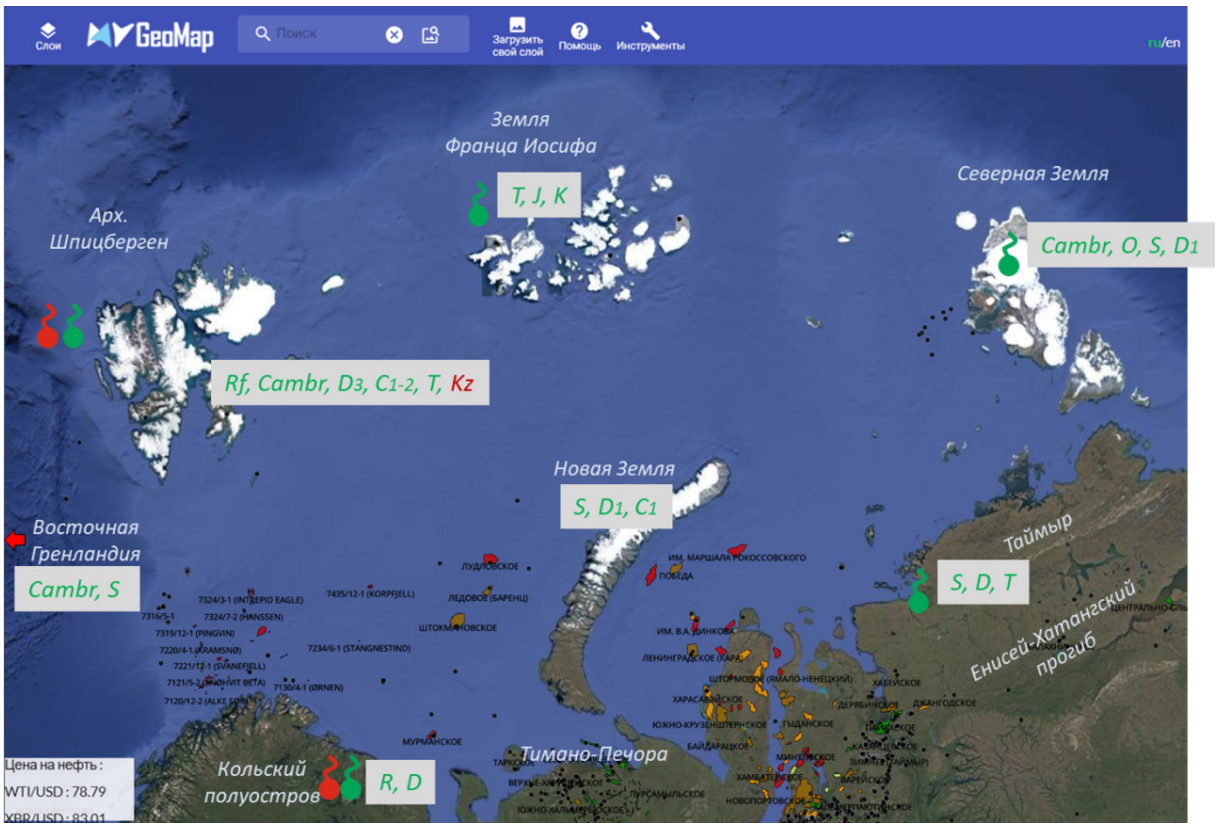


Рисунок 1. Схема открытых месторождений Баренцево-Карского шельфа, битумо- и газопроявлений на обрамляющих островах и архипелагах (выкопировка из онлайн карты [1] с дополнениями

Примечание: зеленым цветом показаны возраста толщ с зафиксированными битумопроявления, а красным – возраста толщ с газопроявлениями.

Верхние комплексы осадочного чехла, находящиеся на глубинах до 5 км достаточно не плохо изучены [2]. При этом мощность осадочного чехла достигает 15 и более км. Оценка комплексов и зон, которые могли производить или содержать углеводороды в геологическом прошлом, но в настоящее время расположены на глубинах более 5 километров, проводится недостаточно полно [3] в силу различных ограничений, в том числе глубинности бурения и снижения разрешающей способности сейсморазведки. В то же время глубокие горизонты могли выступать дополнительным источником углеводородов разного фазового состава в вышележащие природные резервуары за счет вторичной миграции флюидов из ранее сформировавшихся залежей.

Основная цель исследования – прогноз нефтегазоносности геологических объектов разного масштаба в пределах Баренцево-Карского шельфа на основе исторического анализа геологических событий, последовательного формирования палеобассейнов и их углеводородных систем. Каждый древний осадочный бассейн (палеобассейн) характеризуется своей геометрией, структурным планом, мощностью накопившихся в соответствующий период времени отложений, интенсивностью тектонических движений и палеогеографическими обстановками с определенным набором литофаций. Крупные тектонические перерывы позволили выделить в Баренцево-Карском регионе нижнепалеозойский, средне и верхнепалеозойский, мезозойский палеобассейны. Все региональные реконструкции каждого палеобассейна привязывались к крупным тектоническим элементам, блокам земной коры, различающимися интенсивностью тектонических движений и разной суммарной мощностью осадочного чехла, сформированной в разные периоды развития.

В работе представлены палеогеографические модели для ключевых этапов развития Баренцево-Карского региона [4] и показан возможный потенциал разновозрастных нефтегазоматеринских толщ в различных зонах, спрогнозированы их свойства и степень зрелости.

Нефтегазоматеринские толщи, коллекторы и флюидоупоры, формируются в определенных обстановках осадконакопления, и их свойства напрямую зависят от генетического типа [5, 6] вмещающих толщ. В условиях недостаточной геологической изученности создание концептуальных палеогеографических моделей становится основным инструментом для прогноза распространения этих элементов по площади. В основу определения палеообстановок осадконакопления положен анализ данных обнажений и керна редкой сети скважин, а также результатов интерпретации сейсмических профилей. Все модели создавались с учетом возможного соседства палеогеографических зон друг с другом и с учетом принципа последовательной смены обстановок по площади и во времени.

Список литературы:

1. Электронный картографический онлайн ресурс – www.mygeomap.ru
2. Суслова А.А., Ступакова А. В. Мезозойский этап формирования углеводородных систем Баренцево-Карского региона. Нефтяное хозяйство, 4 (2026), 36–42.
3. Суслова А.А., Ступакова А.В. Палеозойский этап формирования углеводородных систем Баренцево-Карского региона. Нефтяное хозяйство, 3 (2026), 18–24.
4. Суслова А.А., Мордасова А.В., Гилаев Р.М., Краснова Е.А., Сауткин Р.С., Коробова Н.И., Шевчук Н.С., Ступакова А.В., Агаян А.С., Большакова М.А., Колесникова Т.О. (2025). История развития Баренцево-Карского региона в фанерозое для оценки перспектив нефтегазоносности. Георесурсы, 27(2), с. 74–92. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.7
5. Ступакова А.В., Поляков А.А., Малышев Н.А., Сауткин Р.С., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К., Волянская В.В., Осипов С.В., Большакова М.А., Суслова А.А., Калмыков А.Г., Ситар К.А., Воронин М.Е., Карпушин М.Ю., Мордасова А.В., Коробова Н.И. (2023). Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна. Георесурсы, 25(2), с. 5–21. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1
6. Ступакова А.В., Коробова Н.И., Мордасова А.В., Сауткин Р.С., Сивкова Е.Д., Большакова М.А., Воронин М.Е., Суслова А.А., Карпушин М.Ю., Кожанов Д.Д., Махнутина М.Л.,Шевчук Н.С., Богатырева И.Я., Чупахина В.В. (2023). Обстановки осадконакопления как основа генетической типизации базовых критериев нефтегазоносности. Георесурсы, 25(2), с. 75–88. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.6

УДК 665.63:662.767.3/4:622.279.4(571.56-14)
DOI 10.48612/sibprint/6p73-fkh6-323h https://doi.org/10.48612/sibprint/6p73-fkh6-323h

Потенциальные возможности промышленного извлечения пропан-бутановой фракции из газоконденсата Отраднинского месторождения[1]

Н. Н. Тагров

Институт проблем нефти и газа Якутского НЦ СО РАН, Якутск

Аннотация. Обобщены газоконденсатные исследования скважин Отраднинского ГКМ. Определён состав пластового газа по пропану, изобутану, н-бутану. Лабораторные опыты дегазации и дебутанизации насыщенного конденсата позволили установить диапазоны извлечения целевых компонентов. Дана прогнозная оценка промышленной извлекаемости пропан-бутановой фракции с учётом технологических потерь. Данные применимы при проектировании установок стабилизации конденсата и оценке рентабельности производства сжиженных углеводородных газов.

Ключевые слова: пропан, бутан, газоконденсатные исследования, дегазация, дебутанизация, Отраднинское ГКМ, стабилизация конденсата, прогнозная промышленная извлекаемость

Potential for industrial recovery of the propane-butane fraction from gas condensate of the Otradninskoye field

N. N. Tagrov

Institute of Oil and Gas Problems Yakut SC SB RAS, Yakutsk

Abstract. Gas condensate studies of wells at the Otradninskoye field are summarized. The composition of reservoir gas for propane, isobutane, and n-butane was determined. Laboratory experiments on degassing and debutanization of saturated condensate allowed establishing the recovery ranges of target components. A predicted estimate of industrial recoverability of the propane-butane fraction is given taking into account technological losses. The data are applicable for designing condensate stabilization units and assessing the profitability of liquefied petroleum gas production.

Keywords: propane, butane, gas condensate studies, degassing, debutanization, Otradninskoye gas condensate field, condensate stabilization, predicted industrial recoverability

Введение. Многие месторождения Западной Якутии имеют сложное геологическое строение и термобарические особенности, отличающиеся пониженными значениями, а именно аномально низкими пластовыми давлениями и температурами (АНПД и АНПТ) [1].

Отраднинское газоконденсатное месторождение (ГКМ) является типичным представителем месторождений с АНПТ (от +10 до +14,5 °С). Низкие пластовые температуры, при газоконденсатных исследованиях (ГКИ) скважин, значительно охлаждают пластовый газ на устье скважины. При этом погрешности при ГКИ и последующего анализа проб, отобранных на скважине существенно искажают подсчет запасов и оценку рентабельности извлечения СУГ. Следовательно, определение конденсатно-газового фактора (КГФ), потенциального содержания конденсата и, особенно, промежуточных фракций C_3 – C_4 становится непростой методической задачей. Это особенно важно, поскольку в последние годы интерес к промышленному извлечению пропан-бутановой фракции вырос в связи с экономической привлекательностью СУГ. Однако для Отраднинского ГКМ отсутствуют обобщенные данные по прогнозной извлекаемости этих компонентов с учетом реальных технологических потерь на стадиях дегазации и стабилизации конденсата. В связи с этим цель настоящей работы – на основе обобщения данных ГКИ за 2010–2024 гг. оценить возможность промышленного извлечения пропан-бута-

[1] © Н. Н. Тагров, 2026

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ (Рег. № 125020301277-6, Рег. №125121014137-4)

новой фракции в условиях Отраднинской установки комплексной подготовки газа (УКПГ). В работе анализируются методические особенности ГКИ в условиях АНПТ, оцениваются технологические потери при переходе от лабораторных условий к промысловой установке, а также рассчитывается прогнозная промышленная извлекаемость целевых компонентов.

Методика и исходные материалы. ГКИ скважин Отраднинского ГКМ начиная с 2010 года проводились по методике ВНИИГАЗа [2] с полным комплексом промысловых замеров и лабораторных анализов. Первые исследования были выполнены сотрудниками института ОАО «СевКавНИПИГаз» В дальнейшем промысловые ГКИ и лабораторно-аналитические исследования на скважинах Отраднинского ГКМ на регулярной основе проводятся силами ИПНГ СО РАН.

В таблице 1 представлены исходные данные параметров работы скважин и сепаратора, условия отбора проб, конденсатно-газовый фактор (КГФ) и результаты промысловой части ГКИ скважин [3, 4].

Таблица 1. Результаты промысловой части ГКИ скважин

Год иссл-ия	Режим работы скв.	$T_{газа}$ на устье (°С)	Условия отбора проб		КГФ ($см^3/м^3$)	Потенциальное содержание C_{5+} на $1м^3$ газа сепарации ($г/м^3$)
			$P_{сеп}$ (кгс/$см^2$)	$T_{сеп}$ (°С)		
			Скважина № 314-2			
2010	Без подогр.	- 1,0 °С	52,16	- 21,0 °С	77,31	31,97
2015	Без подогр.	- 0,5 °С	52,00	- 22,0 °С	90,00	32,73
2019	Без подогр.	- 2,0 °С	52,00	- 24,0 °С	84,68	Пробы не отбирались
	С подогр.	- 3,0 °С	52,00	- 16,0 °С	62,75	25,50
2022	Без подогр.	- 2,0 °С	54,00	- 22,0 °С	88,26	33,28
			Скважина № 314-2			
2017	Без подогр.	- 1,0 °С	52,00	- 18,0 °С	82,70	28,20
	С подогр.	- 1,0 °С	52,00	- 10,0 °С	54,70	27,35
2021	С подогр.	- 1,0 °С	50,00	- 15,5 °С	63,80	27,88
2024	С подогр.	- 4,0 °С	50,00	- 16,0 °С	62,77	27,55

Температура газа на устье скважин вследствие АНПТ составляла от -1,0 до -4,0 °С, что приводит к понижению температуры сепарации газа. Поэтому промысловые исследования, в основном, проводились с использованием подогрева газа на линии входа в исследовательский газосепаратор. Оптимальные и достоверные результаты газоконденсатных исследований на скважинах получены при проведении исследований, которые выполнялись с подогревом газа на входе в исследовательский сепаратор ($T_{сеп}$ от -10 до -16 °С) КГФ при этом составил 54,7 – 63,8 $см^3/м^3$, потенциальное содержание конденсата – 25,5–27,88 $г/м^3$. При температурах сепарации газа ниже -20 °С выход сырого конденсата КГФ получался завышенным, от 77,31 $см^3/м^3$ и выше, следовательно, и потенциальное содержание конденсата (C_5+высшие) представлялись сомнительными и недостоверными (28,20 – 33,28 $г/м^3$). Причинами таких запредельно низких температур сепарации, как было упомянуто ранее, заключаются в аномально заниженных температурах газа в пластовых условиях.

Обобщённый состав пластового газа. По результатам ГКИ представлен усредненный состав пластового газа и его содержания по продуктивному горизонту, выраженные в % мол. и $г/м^3$ соответственно, отнесенные к кондиции пластового газа (табл. 2). Из всех приведенных ГКИ (см. табл. 1), результаты выполненных в 2015 и 2022 годах на скважине № 314-2, выделяются своими значениями по причине значительно заниженной температуры сепарации газа, что повлекло чрезмерное завышение КГФ от 88,26 до 90,0 $см^3/м^3$, что почти в полтора раза больше против нормальных устойчивых значений. Но даже такое отклонение незначительно влияет на средние значения содержания компонентов.

Таблица 2. Усредненный состав пластового газа по продуктивному горизонту

Комп-т	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	и-C_4H_{10}	н-C_4H_{10}	$C_{5+в}$	∑ неорг. газов
% мол.	**83,64**	**4,28**	**1,49**	**0,18**	**0,46**	**0,74**	**9,22**
Удельный коэффициент пересчета [1]			18,72	24,86	25,19		-
Абсолютное содержание пропана, г/м³			27,893	4,475	11,587		-

В таблице 3 приведены общие показатели содержания пропана, н-бутана, а также и-бутана в пластовом газе в пересчете на добычу 1 млн. м³ природного газа. Данные показатели для дальнейшего использования необходимо выразить в размерностях – кубических метрах (м³), тоннах (т) и килограммах (кг) как в газовом состоянии, так и в жидком при Т = +20 °С.

Таблица 3. Общие показатели содержания пропана и бутанов на 1 млн. м³ газа

Показатель / компонент	C_3H_8	и-C_4H_{10}	н-C_4H_{10}	∑ C_4H_{10}	∑(C_3+C_4)
Масса, т	27,893	4,475	11,587	16,062	43,955
Жидкая фаза (СУГ), м³	55,73	8,03	20,02	28,05	83,78
Газообразное состояние, тыс. м³	14,90	1,80	4,60	6,40	21,30

Параметры и свойства компонентов для расчета и перевода приняты по справочным материалам и Инструкции по исследованию скважин. [2]

Лабораторные результаты дегазации и дебутанизации. Согласно результатам [3, 4] при дегазации насыщенного конденсата выделяется 9,46–11,81 дм³/м³ газа дегазации, из которого пропан – 1,69–2,34 дм³/м³. При дебутанизации стабильного конденсата отводится 0,92–0,98 дм³/м³ газа дебутанизации (пропан – 0,19–0,20 дм³/м³). Суммарный объём пропана из конденсата – 1,88–2,54 дм³/м³ газа сепарации. На 1 млн м³ добытого газа это даёт 1880–2540 м³ газообразного пропана, или 7,03–9,5 м³ жидкого пропана (3,52–4,75 т), что составляет 12,6–17,0 % от его содержания в пластовом газе.

Суммарный выход газообразных бутанов – 1,53–1,66 дм³/м³ (1530–1660 м³ на 1 млн м³ газа), что соответствует 6,65–7,22 м³ жидких бутанов (3,85–4,20 т) – 24,0–26,2 % от содержания в пластовом газе. Общее лабораторное извлечение C_3+C_4 – 7,37–8,95 т/млн м³ (13,68–16,72 м³ в жидкой фазе). Вариативность связана с Т сеп от -10 до -18 °С.

Прогнозные показатели промышленной извлекаемости. Основные потери пропана и бутанов в промысловых условиях ожидаются при дегазации (деметанизации) сырого конденсата – до 20 % (унос C_3–C_4 с метаном и этаном в блоке разделителя), а также при последующей прямой перегонке дегазированного конденсата – ещё до 20 % (остаток C_3–C_4 в стабилизированном конденсате после блока выветривателя, так как более глубокая отгонка приводит к нежелательному увеличению фракции C_{5+} в конечной продукции). При суммарных потерях до 40 % и среднем содержании пропана и бутанов в насыщенном конденсате около 9 т на 1 млн м³ газа можно рассчитывать на извлечение примерно 5 т пропан-бутановой продукции.

Таблица 4. Прогнозная извлекаемость на 1 млн. м³ газа

Компоненты	Содерж. в пл. газе, т	Ср. лаб. выход, т	В % к содерж. в пл. газе	Прогнозная пром.извл, т	% от пласт. содерж.
C_3H_8	27,893	4,14	14,8 %	2,48	8,9 %
$\sum C_4H_8$	16,062	4,03	25,1 %	2,42	15,1 %
$C_3 - \sum C_4$	43,955	8,17	18,6 %	4,90	11,1 %

Заключение. На основе данных ГКИ Отрадненского ГКМ за 2010–2024 гг. установлено, что достоверные результаты достигаются только при температуре сепарации не ниже –16 °С (с подогревом газа). При $T_{сеп}$ ниже –20 °С конденсатно-газовый фактор завышается в 1,2–1,5 раза, а содержание C_{5+} искажается на 15–20 %.

Содержание пропана в пластовом газе составляет 27,9 т, бутанов – 16,1 т, общее количество C_3+C_4 – 43,95 т на 1 млн м^3 добытого газа. Лабораторное извлечение из насыщенного конденсата – от 7,4 до 8,9 т (16,8–20,4 % от пластового содержания). С учётом технологических потерь на стадиях дегазации и прямой перегонки прогнозная промышленная извлекаемость оценивается в 4,9 т/млн м^3 (11,1 %).

Это позволит получать при суточной добыче 200 тыс. м^3 до 30 т/мес жидких СУГ, а за сезон (35–40 млн м^3) – до 150 т товарной пропан-бутановой фракции. Предложенный подход (отбраковка искажённых результатов при Тсеп ≤ –20 °С, учёт потерь) может быть распространён на другие месторождения Западной Якутии со сходными термобарическими условиями.

В качестве дальнейших исследований рекомендуется технико-экономическая оценка рентабельности извлечения СУГ с учётом текущих цен и затрат на модернизацию УКПГ, а также экспериментальное исследования по снижению уноса C_3–C_4 при деметанизации и их остатка в стабилизированном конденсате.

Список литературы:

1. Сафронов А.Ф. Геология нефти и газа. – Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН. – 2000. – 166 с.
2. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин и пластов / под редакцией Зотова Г.А. и Алиева З.С. Москва: Недра, 1980. EDN: YTKBJR.
3. Общий анализ результатов газоконденсатных исследований скважин Отраднинского ГКМ за период с 2010 по 2022 годы для определения сводных параметров промысловых исследований и физико-химической характеристики пластового газа и его основных углеводородных фракций: отчет НИР / Севостьянова Р.Ф., Тагров Н.Н., Таран В.И. Якутск: ИПНГ СО РАН, 2023, 34 с.
4. Научно-методическое сопровождение промысловых газоконденсатных исследований на эксплуатационной скважине №314-3 Отраднинского ГКМ, при участии представителей Заказчика, и последующему проведению лабораторных и экспериментальных (термодинамических) исследований отобранных на скважине проб газа и конденсата: отчет НИР / отв. исп. Тагров Н.Н. Якутск: ИПНГ СО РАН, 2024. 64 с.

УДК 553.982(571.5)
DOI 10.48612/sibprint/42ez-t3an-6zm9 https://doi.org/10.48612/sibprint/42ez-t3an-6zm9

Нефти Восточной Сибири: базовые физико-химические свойства и товарные качества[1]

И. Д. Тимошина, Е. А. Фурсенко

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

Аннотация. Нефти Сибирской платформы имеют в целом хорошие товарные качества: в основном легкие и средней плотности, малопарафинистые, малосернистые, в них мало асфальтенов (или отсутствуют). Ухудшение качества нефтей наблюдается в основном в биодеградированных нефтях северо-востока Непско-Ботуобинской НГО (повышение плотности, содержания серы и асфальтенов, вязкости), в меркаптановых нефтях Южно-Тунгусской НГО (повышение содержания серы), в парафинистых нефтях Вилюйской НГО (повышение плотности, содержания парафинов), а также связано с пониженным выходом бензиновой фракции в почти половине нефтей.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, нефть, плотность, содержание серы и парафина вязкость.

East Siberian petroleum: basic physical and chemical properties and commodity qualities

I. D. Timoshina, E. A. Fursenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. The Siberian Platform oils generally have good commercial qualities: they are primarily light and medium-density, low in paraffin, low in sulfur, and contain little or no asphaltenes. Deterioration in oil quality is observed primarily in biodegraded oils from the northeast of the Nepa-Botuoba oil region (increased density, sulfur and asphaltene content, and viscosity), in mercaptan oils from the South Tunguska oil region (increased sulfur content), and in paraffinic oils from the Vilyui oil region (increased density and paraffin content). This is also associated with a reduced yield of the gasoline fraction in almost half of the oils.

Keywords: Eastern Siberia, oil, density, sulfur and paraffin content, viscosity.

Введение. В 60-ых годах 20 века были открыты первые крупные нефтяные, газоконденсатные и газовые месторождения Сибирской платформы (СП) и тогда же началось изучение их состава и физико-химических свойств. Наиболее значительные исследования по геохимии нефтей проведены Д.И. Дроботом, А.Э. Конторовичем, Р.Н. Пресновой, О.Ф. Стасовой, В.А. Каширцевым и др. В 60-ых годах А.А Трофимук впервые обосновал необходимость поисков залежей нефти и газа в докембрийских горизонтах СП [1, 2], и в 1982 г. было открыто гигантское Юрубчено-Тохомское месторождение. В лабораториях СНИИГГиМС, ВНИГРИ, ИГ ЯФ СО АН СССР, а также в Лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН с тех пор и до наших дней происходит изучение и накопление сведений о составе и свойствах нефтей СП. Было выяснено, что нефти рифея, венда и нижнего кембрия СП легкие и средней, иногда высокой, плотности (728-878 кг/м^3), в основном, малосернистые (0,1-0,4%), обычно не содержат асфальтенов, смолистые и высокосмолистые (9,8-26,8%) [3-7 и др.]. В нефтях преобладают насыщенные углеводороды. Изотопный состав углерода нефтей отличается очень низкими значениями $\delta^{13}C$ ((-33)-(-36)‰). В настоящее время банк данных ИНГГ СО РАН (357 проб нефтей, 108 проб конденсатов) демонстрирует большее разнообразие в характеристиках нефтей и конденсатов.

Физико-химические характеристики нефтей Сибирской платформы. На рис. 1 показаны характеристики (плотность, концентрация серы и парафинов, динамическая вязкость)

[1] © И. Д. Тимошина, Е. А. Фурсенко, 2026
Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2026-0043

нефтей и конденсатов из коллекторов разного возраста в регионах СП, характеристики разделены на классы и типы согласно ГОСТ Р 51858-2020.

В среднем большинство нефтей и конденсатов попадают по плотности (рис. 1А) в тип 0 (<830 кг/м^3) по ГОСТ Р 51858-2020. Более высокие (тип 1, 831-850 кг/м^3) плотности зафиксированы в нефти рифея Центрально-Тунгусской (ЦТ) НГО, в нефти венда – нижнего кембрия Западно-Вилюйской (ЗВ) НГО, и в некоторых нефтях венда и нижнего Ангаро-Ленской (АЛ) НГО и в кембрии Турухано-Норильского (ТН) НГР. Повышение плотности до типа 2 (851-870 кг/м^3), 3 (871-895 кг/м^3) и 4 (>895 кг/м^3), отмечается в единичных пробах нефтей рифея и венда Байкитской (Б) НГО, венда и кембрия АЛ НГО, венда Непско-Ботуобинской (НБ) НГО, кембрия Турухано-Норильского (ТН) НГР и перми Вилюйской (В) НГО, среднее значение плотности для этих нефтей не выходит за пределы типа 0. Нефти венда Присаяно-Енисейской (ПЕ) НГО относятся к типу 2. Большее количество нефтей высокой плотности (до 4 типа) локализовано в венде и кембрии НБ НГО, и в триасе и юре В НГО, их средние значения находятся в пределах типа 1, а для юры – в пределах типа 3. Тяжелые нефти НБ НГО локализованы в основном на северо-востоке.

По содержанию серы (рис. 1Б) нефти и конденсаты относятся в основном к классу 1, малосернистые (≤0,6 %), это все нефти и конденсаты Б НГО, АЛ НГО, ЦТ НГО, ЗВ НГО и В НГО. Это нефти и конденсаты, не содержащие асфальтенов или с низким их содержанием (в среднем около 0,3 и не более 2 %) и имеющие высокий выход фракций до 200°С (в среднем около 27 %). Сернистая нефть класса 2 (0,6-1,8 %) отмечена в венде ПЕ НГО. В коллекторах НБ НГО локализованы нефти малосернистые и сернистые, и в венде-кембрии – одна высокосернистая. Сернистость нефтей НБ НГО повышена в северо-восточной части, параллельно повышается и концентрация асфальтенов до 5-9 %, вероятно эти тенденции связаны с биодеградацией. Высокие концентрации серы (2-4 классы) при низких концентрациях асфальтенов (≤0,4 %) характерны для нефтей кембрия Южно-Тунгусской (ЮТ) НГО, они являются результатом воздействия траппов на сульфатно-карбонатный коллектор и сера принадлежит меркаптановым соединениям. Вероятно, по этой же причине повышена концентрация серы в одной из проб кембрийских нефтей ТН НГР, остальные 3 пробы принадлежат 1 классу, и асфальтенов во всех этих пробах мало.

Концентрации парафинов в нефтях и конденсатах в основном <6 % (рис. 1В), и в большей части нефтей и конденсатов <1,5 %. Парафинистыми (>6 %) являются одна проба нефти кембрия северо-востока НБ НГО, одна проба перми В НГО и почти все нефти (11 из 15) триаса В НГО.

Нефти рифея АЛ НГО, кембрия ЮТ НГО и все конденсаты имеют незначительную вязкость (<1 мПа*с) или маловязкие (1-5 мПа*с) (рис. 1Г). Однако много нефтей Сибирской платформы имеют повышенную вязкость, высоковязкие и сверхвязкие. Нефти повышенной вязкости и высоковязкие наряду с нефтями низкой вязкости присутствуют в рифейских и вендских залежах Б НГО, в вендских, венд-кембрийских и нижнекембрийских АЛ НГО и в нижнекембрийских залежах ТН НГР. Нефти НБ НГО во всех трех стратиграфических уровнях содержат нефти как низкой вязкости, так и высокой, а также сверхвязкие. Нефти только повышенной вязкости отмечены в ЦТ НГО и ЗВ НГО, нефти повышенной вязкости и высоковязкие – в ПЕ НГО и юрских залежах.

В целом в изученной коллекции по плотности к типу 0 принадлежат 220 проб нефтей и конденсатов, к типу 1 – 96 нефтей, к типу 2 – 81, к типу 3 – 53, к типу 4 – 13 нефтей. По выходу бензиновой фракции к типу 0 принадлежат 181 проба нефтей и конденсатов, к типу 1 – 19 нефтей, к типу 2 – 61, к типам 3-4 – 189 нефтей. Концентрации парафинов ≤6 % отмечена в 283 пробах нефтей и конденсатов, в – 13 нефтях >6 %. По концентрации серы к классу 1 относятся 324 пробы нефтей и конденсатов, к классу 2 – 79 нефтей, к классу 3 – 10 нефтей, к классу 4 – 5 нефтей. Низкую вязкость имеют 120 проб нефтей и конденсатов, повышенная вязкость у 162 нефтей, 9 нефтей – высоковязкие, 57 нефтей – сверхвязкие. Следовательно, нефти имеют высокие товарные качества, ухудшение которых наблюдается в основном биодеградированных

нефтях северо-востока Непско-Ботуобинской НГО, в меркаптановых нефтях Южно-Тунгусской НГО, в парафинистых нефтях Вилюйской НГО, а также с пониженным выходом бензиновой фракции в почти половине нефтей.

Заключение. Нефти Восточной Сибири отличаются высокими товарными качествами и являются ценным сырьем на мировом рынке. благодаря низкой плотности большинства нефтей, низкому содержание парафинов, серы. Качество ряда нефтей ухудшается из-за высокой вязкости и низкого содержания бензиновой фракции.

Список литературы:

1. Трофимук А.А. Нефтегазоносность Сибирской платформы // Геология и геофизика, 1960, №7, с. 3–12.

2. Трофимук А.А. Нефть и природный газ Сибири // Вестник АН СССР, 1964, №6, с. 37–44.

3. Геология нефти и газа Сибирской платформы. Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М., Недра, 1981, 552 с.

4. Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Конторович А.А., Кринин В.А., Ларичев А.И., Ли Году, Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Фрадкин Г.С., Хоменко А.В. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне // Геология и геофизика, 1999, т. 40, № 11, с.1676–1693.

5. Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Махнева Е.А. // Семейства верхнедокембрийских и кембрийских нефтей Сибирской платформы ДАН, 2000, т.370, N 1, с.92–95.

6. Тимошина И. Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири. Новосибирск: изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005, 166 с.

7. Каширцев В.А., Сафронов А.Ф., Изосимова А.Н., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Трущелева Г.С., Лифшиц С.Х., Карелина О.С. Геохимия нефтей востока Сибирской платформы. Отв. Ред. В.И. Москвин. ИНГГ СО РАН, ИПНГ СО РАН, Якутск, ЯНЦ СО РАН, 2009, 180 с.

УДК 550.834.05
DOI 10.48612/sibprint/vg78-zh4p-m6mv https://doi.org/10.48612/sibprint/vg78-zh4p-m6mv

Сейсмостратиграфический анализ строения юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского прогиба[1]

Г. Д. Ухлова, И. Ф. Лошакова, К. Р. Галин, С. Л. Каламкаров

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, Москва

Аннотация. Основой для анализа послужили данные, полученные в результате комплексного и детального изучения Енисей-Хатангского прогиба (ЕХРП). В интерпретационном проекте собраны и увязаны между собой все данные полученные на современном этапе регионального изучения ЕХРП, включая бурение параметрических скважин Гыданских 118, 130 и Новоякимовской-1. Параметрическая скважина Новоякимовская-1 пробурена в области распространения неокомских клиноформ, в наиболее погруженной области Носковско-Агапского прогиба.
Ключевые слова: интерпретационный проект, сейсмический разрез, отражающие горизонты, параметрическая скважина Новоякимовская-1, неокомские клиноформы.

Seismic stratigraphic analysis of the structure of Jurassic-Cretaceous deposits of the Yenisei-Khatanga trough

G. D. Ukhlova, I. F. Loshakova, K. R. Galin, S. L. Kalamkarov

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow

Abstract. The analysis was based on data obtained from a comprehensive and detailed study of the Yenisei-Khatanga Trough. The interpretation project compiles and links all data obtained during the current stage of regional exploration of the Yenisei-Khatanga Trough, including the drilling of parametric wells Gydanskikh 118, 130, and Novoyakimovskaya-1. The Novoyakimovskaya-1 parametric well was drilled in the area of Neocomian clinoforms, in the most submerged region of the Noskovsky-Agapsky Trough.
Keywords: interpretation project, seismic section, reflecting horizons, parametric well Novoyakimovskaya-1, Neocomian clinoforms

Енисей-Хатангский региональный прогиб (ЕХРП) изучается уже почти 90 лет и несмотря на это, до сих пор остается регионом повышенного интереса исследователей и объектом многочисленных дискуссий [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 и др.]. Территория представляет собой самую древнюю часть обширного Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна, и к настоящему времени стала эталоном комплексного регионального геолого-геофизического изучения новых территорий. В ФГБУ «ВНИГНИ» создан региональный интерпретационный проект на территорию, включающую: Гыданскую, Енисей-Хатангскую, Анабаро-Хатангскую, Лено-Анабарскую НГО и Предверхоянский краевой прогиб. Основой регионального проекта служат сейсмические разрезы профилей МОГТ 2D разных лет отработки, а также скважинные данные и данные других геофизических методов, выполненных на территории. В проект загружены более 130 тыс. пог.км сейсмических разрезов МОГТ-2D разных модификаций, данные 427 скважин. Проект и в настоящее время остается действующим и постоянно пополняется новыми данными, происходит уточнение моделей [9].

Новые геологические данные повлияли и на развитие геологоразведочных работ недропользователей в регионе, и кроме новых фундаментальных геологических результатов получены и научно-практические.

---

[1] © Г. Д. Ухлова, И. Ф. Лошакова, К. Р. Галин, С. Л. Каламкаров, 2026
Работа выполнена в рамках Государственного задания Федерального агентства по недропользованию

Опорные отражающие горизонты на сейсмических разрезах на территории ЕХРП практически отсутствуют, что затрудняет геосейсмическую привязку отражений и детальную стратификацию разрезов. ОГ Б (кровля баженовской свиты), являющийся реперным для разрезов центральной части Западно-Сибирской плиты, на территории ЕХРП, так же как и на большей части ЯНАО, является сложным по строению. Поскольку верхнеюрские отложения являются единым комплексом с неокомскими и ОГ Б приобретает характеристики неокомских клиноформных отражений, постепенно переходит вверх, в меловые отложениях. В соответствии с этим, для построения региональных карт на территории ЕХРП ОГ Б был прослежен как огибающая поверхность под неокомскими клиноформными образованиями и представляет собой диахронную границу.

На изучаемой территории закартированы как зоны перехода ОГ Б в клиноформные меловые отложения, так и достаточно локальные линзовидные области в которых наблюдается резкое увеличение толщин верхнеюрских отложений.

В неокомское время активизировались источники сноса терригенного материала с обрамления бассейна, приведшие к лавинной седиментации и образованию относительно глубоководных ачимовских конусов выноса. На сейсмических разрезах мы наблюдаем четко выраженное клиноформное строение отложений, отображающее постепенное боковое заполнение бассейна на фоне регрессии (рис. 1).

Клиноформные отложения распространены, большей частью, в Носковско-Агапском мегапрогибе ЕХРП (рис. 2) и обладают рядом уникальных характеристик, таких как: количество клиноформ, их выраженность в волновом поле сейсмических разрезов и направление падения отложений. Эти особенности обусловлены прежде всего характеристиками источника сноса.

Раннемеловой Носковско-Агапский мегапрогиб, занимает площадь более 120 000 км² расширяясь к западу, в то время как на востоке он ограничен Рассохинско-Балахнинским мегавалом с юга и Таймырской моноклизой, Янгодо-Горбитским выступом с севера. Клиноформы характеризуются субширотным простиранием и северо-западным падением. По-видимому, источником сноса во время их формирования являлась активная Путоранская область.

На Таймырской моноклизе закартированы клиноформы встречного, южного падения. Они обладают относительно слабой выраженностью и небольшой площадью распространения, что обусловлено, по всей видимости, поступлением осадочного материала с Таймырского острова, являвшегося слабоактивным источником сноса.

В юго-восточной части исследуемой территории выделяется Боганидо-Жданихинский неокомский палеобассейн с косослоистым строением неокомских отложений. Здесь материал формирующий неокомские отложения предположительно поступал с Анабарской области сноса, однако с севера прогиб был ограничен Рассохинско-Балахнинским мегавалом, что в определенной степени мешало формированию полноценного клиноформного комплекса. Поэтому данные отложения можно скорее отнести к субклиноформам.

Неокомский размыв проявился в сводовых частях приразломных мегавалов всей центральной системы мегавалов Обско-Лаптевской гряды. На Рассохинском мегавалу меловые отложения полностью эродированы, сильно размыты они и на Балахнинском валу. Плавное сокращение мощности меловых отложений происходит к обрамлению ЕХРП. На севере Сибирской платформы на прибортовой моноклинали происходит выклинивание меловых толщ, а на борту Таймырской складчатой системы они тектонически обрываются по сбросовым нарушениям.

Параметрическая скважина Новоякимовская-1, пробуренная в наиболее погруженной области Носковско-Агапского прогиба, является уникальной, как характеризующая слабо изученный район, так и по широкому спектру выполненных исследований: наличие акустического и плотностного каротажа, исследований ВСП, биостратиграфических исследования керна, в том числе в пограничных юрско-меловых слоях и исследований абсолютного возраста по цирконам; детальных литологических, петрографических и петрофизических исследований [10 и др.].

Уточнена стратификация ОГ Б и граница юрско-меловых отложений, соответственно; уточнена граница кровли малышевской свиты (среднеюрские отложения), к которой приурочен сейсмический ОГ Т.

Новоякимовская скважина помогла уточнить стратификацию сейсмических разрезов, как в зональном плане, так и в локальном. Тем не менее, до сих пор ведутся дискуссии по стратификации данной скважины и отнесению ее к определённым структурно-фациальным районам.

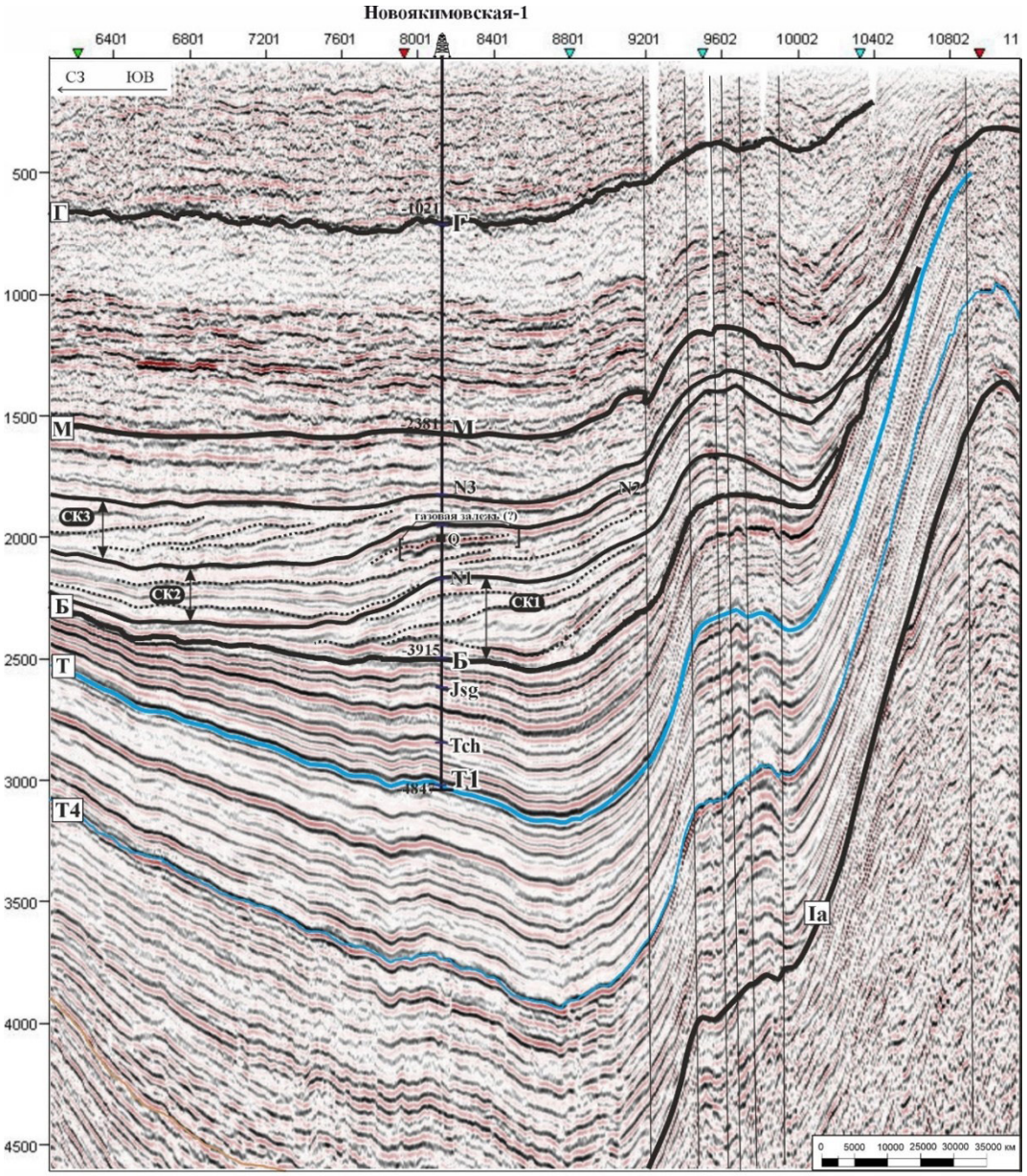


Рисунок 1. Стратифицированный сейсмический разрез по пр. 0314421 через скв. Новоякимовская-1

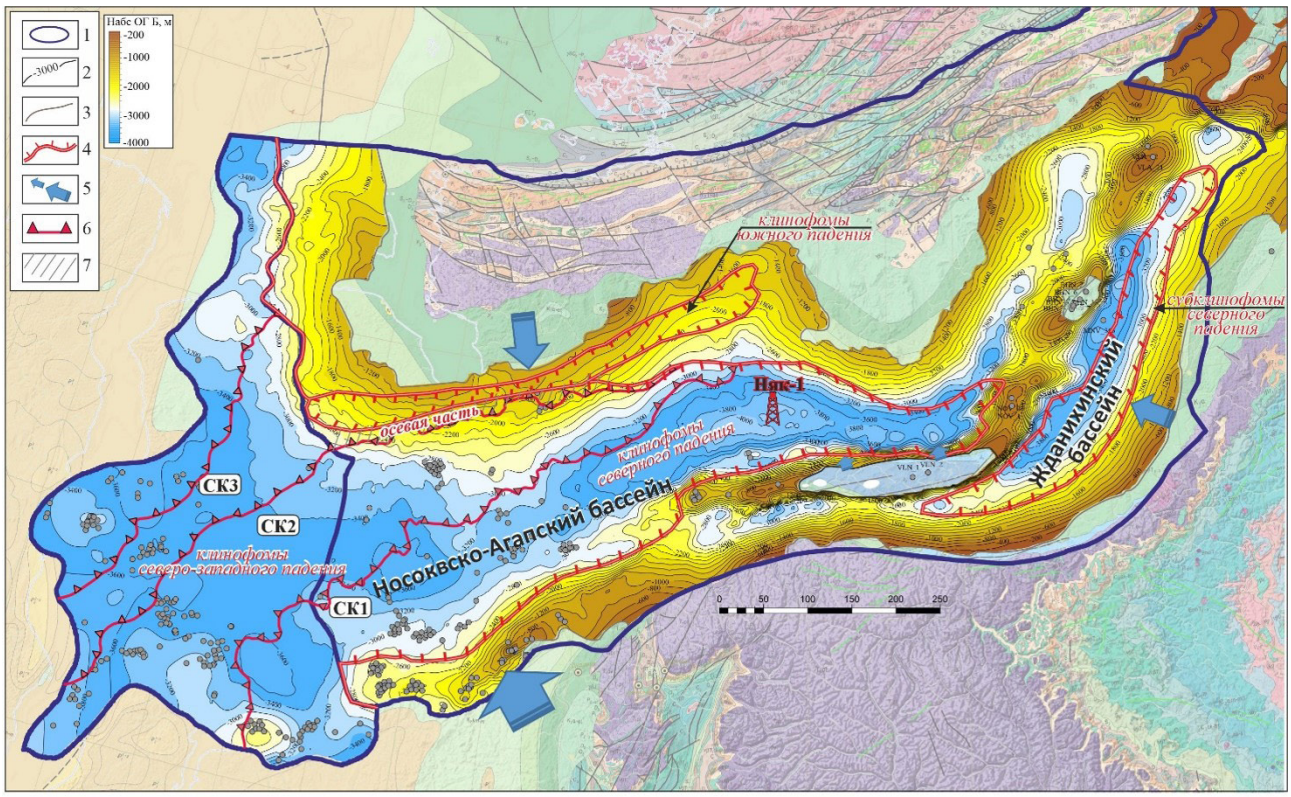


Рисунок 2. Границы неокомских палеобассейнов в Енисей-Хатангской НГО

Условные обозначения: 1 - границы НГО (уточненные контуры); 2 - изогипсы ОГ Б (кровля юрских отложений); 3 - граница прекращения корреляции ОГ Б; 4 - границы неокомских некомпенсированных палеобассейнов (границы распространения клиноформ); 5 - направление поступления осадочных материалов; 6 - линии выклинивания неокомских зональных СК; 7 - осевая часть неокомского Носковско-Агапского палеобассейна

Список литературы:

1. Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Чикишев А.А., Шайдаков В.А., Бордюг А.В., Каламкаров С.Л. Тектоника северного обрамления Сибирской платформы по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных // Геология нефти и газа, 2018, №1, с. 05-25.

2. Балдин В.А., Мунасыпов Н.З. Неопротерозойско-палеозойские и триасовые комплексы Гыдана и Таймыра // Геофизика, 2017, №3, с. 76-88.

3. Исаев А.В., Афанасенков А.П., Поляков А.А., Хилько И.А., Чикишев А.А. Строение и перспективы клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика, 2022, т.63, №11, с. 1591-1603.

4. Конторович В.А., Д.В. Аюнова, И.А. Губин и др. Структурно-тектоническая характеристика, история тектонического развития, антиклинальные нефтегазоперпективные объекты арктических регионов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (п-ов Ямал, п-ов Гыдан, южная часть Карского моря) // Геология и геофизика, 2017, т. 58, № 3—4, с. 423—444.

5. *Кринин В.А.* Западная граница Сибирской платформы и перспективы нефтегазоносности ее окраины // Геология нефти и газа, 2024, № 5, с. 67–88.

6. Кушнир Д.Г., Яковлев Д.В., Романов А.П. Тектоника и нефтегазогеологическое районирование Таймыра по результатам региональных исследований // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2020 г, т. 15, № 2 [Электронный ресурс]. URL: https://ngtp.ru/rub/2020/22_2020.html

7. Соборнов К.О. Соленосные складчато-надвиговые пояса Северной и Центральной Евразии: строение и нефтегазоносность // Геология нефти и газа, 2024, № 5, с. 45-66.

8. Ershova V.B., Prokopiev A.V., Khudoley A.K. Devonian–Permian Sedimentary Basins and Paleogeography of the Eastern Russian Arctic: An Overview // Tectonophysics, 2016, V. 691, p. 234–255.

9. Варламов А.И., Мельников П.Н., Обухов А.Н., Ухлова Г.Д., Каламкаров С.Л., Лошакова И.Ф., Пороскун В.И., Кравченко М.Н., Галин К.Р., Шпильман М.А. Геология, нефтегазоносность и перспективные направления геолого-разведочных работ в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа, 2025, № 4, с. 5-35.

10. Рогов М.А., Захаров В.А., Соловьев А.В., Мельников П.Н., Пустыльникова В.В., Федорова А.А., Мещерякова Е.Ю., Савельева Ю.Н., Ипполитов А.П., Оленова К.Ю., Евсеева Ю.А. Волжский и рязанский ярусы в разрезе скважины Новоякимовская-1 (запад Енисей-Хатангского регионального прогиба, Сибирь). Статья 1. Общая характеристика яновстанской свиты и ее стратиграфия по моллюскам // Стратиграфия. Геологическая корреляция, 2024, Т. 32, № 3, с. 88-111.

УДК 338.45:622.276
DOI 10.48612/sibprint/znzu-2evz-vvhx https://doi.org/10.48612/sibprint/znzu-2evz-vvhx

Высокотехнологическое развитие нефтегазового комплекса: стратегические ориентиры и проблемы импортозамещения в нефтесервисной отрасли России[1]

И. В. Филимонова, А. А. Долганов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
Новосибирский государственный университет

Аннотация. В статье проведен анализ современного состояния и перспектив высокотехнологического развития нефтесервисной отрасли как ключевого сегмента топливно-энергетического комплекса России. На основе анализа отраслевых данных и научных публикаций за 2016-2026 гг. оценено влияние геополитических ограничений на рыночную конъюнктуру, технологический суверенитет и кадровый потенциал нефтесервисной отрасли России. Выявлены критические проблемы: зависимость от импортного программного обеспечения, низкие инвестиции в НИОКР и дефицит квалифицированных кадров. Обоснованы пути решения, включая создание национальных технологических центров, консолидацию рынка, цифровую трансформацию и развитие партнерства со странами-союзниками. Реализация предложенных мер позволит отрасли обеспечить устойчивый рост и достичь технологического суверенитета.
Ключевые слова: нефтесервис, нефтегазовый комплекс, импортозамещение, технологический суверенитет, цифровизация, санкции, НИОКР

High-tech development of the oil and gas complex: strategic guidelines and problems of import substitution in the Russian oilfield services industry

I. V. Filimonova, A. A. Dolganov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS, Novosibirsk
Novosibirsk State University

Abstract. This article analyzes the current state and prospects for high-tech development in the oilfield services industry as a key segment of Russia's fuel and energy complex. Based on industry data and scientific publications for 2016-2026, the impact of geopolitical constraints on market conditions, technological sovereignty, and human resource potential in Russia's oilfield services industry is assessed. Critical issues are identified, including dependence on imported software, low investment in R&D, and a shortage of qualified personnel. Solutions are substantiated, including the creation of national technology centers, market consolidation, digital transformation, and the development of partnerships with allied countries. Implementation of the proposed measures will enable the industry to ensure sustainable growth and achieve technological sovereignty.
Keywords: oilfield services, oil and gas complex, import substitution, technological sovereignty, digitalization, sanctions, R&D

Введение. Нефтесервисная отрасль – одна из системообразующих отраслей в секторе добычи полезных ископаемых. Обеспечивает добычу углеводородов услугами по бурению скважин, исследованию, диагностике, капитальному ремонту (КРС) и сопутствующим работам [1]. Основной код ОКВЭД, которому соответствуют работы по нефтесервису – это 09.10 «Предоставление услуг в области добычи нефти и природного газа». Дополнительно, в зависимости от специализации оказываемых работ, могут быть отнесены 71.12.3 – для геофизических и геологоразведочных работ, 33.32.1 и 33.12.2 – для ремонтных и сервисных работ, 77.32.1 – для аренды оборудования, 49.50.1 – для трубопроводного транспорта и т.д. [2]. В условиях гео-

[1] © И. В. Филимонова, А. А. Долганов, 2026
Работа выполнена по государственному заданию ИНГГ СО РАН в рамках проекта № FWZZ-2026-0045

политической нестабильности обеспечение высокотехнологического развития нефтегазового сектора страны является приоритетным вопросом, связанным с национальной безопасностью.

До 2014 г. нефтесервисная отрасль России развивалась под влиянием иностранных компаний (Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford), занимающих тогда около 50% рынка этих услуг. Санкционное давление, начавшееся с 2014 г. спровоцировало глубокую трансформацию отрасли. Зарубежные компании сократили своё присутствие на российском рынке, создав дефицит техники, технологий и высококвалифицированных кадров. Несмотря на частичную стабилизацию и рост показателей нефтесервисной отрасли России в 2023-2026 гг., нефтесервис столкнулся с системными вызовами, требующими комплексного научно обоснованного подхода к их преодолению.

Материалы и методы. Исследование опирается на анализ нормативно-правовой базы – Федеральный закон №147-ФЗ «О естественных монополиях», №135-ФЗ «О защите конкуренции», №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», постановления Правительства РФ №90 и №980, приказ Ростехнадзора №534, стратегических документов – «Энергетическая стратегия РФ до 2050 года», а также данных о состоянии рынка, структуре компаний и перечнях Минпромторга России. Применены методы системного анализа, сравнительные оценки экономических показателей и структурирования технологических рисков на основе научных публикаций с платформы eLibrary.ru и отраслевых отчётов за период 2016-2026 гг.

Результаты и обсуждение.

1. *Современное состояние и экономические показатели рынка*

В период 2015-2020 гг. объём нефтесервисных услуг в России сильно сократился и к 2023 г. составлял около 1,68 трлн руб. [3]. Начавшаяся после 2014 г. масштабная программа импортозамещения и адаптации к новым условиям, позволила ожидать рост объема рынка до 2,5-2,8 трлн руб. к 2025-2026 гг. (табл. 1). Отрасль характеризуется сохранением кадрового дефицита, а также организационной фрагментарностью (работает около 300-400 компаний). Высокая доля нефтесервисных услуг, предоставляемых вертикально-интегрированными компаниями с одной стороны создаёт финансовую устойчивость и возможность развивать отрасль, а с другой стороны может ограничивать конкуренцию для малых инновационных предприятий. Выделяются критические направления –бурение скважин, гидроразрыв пласта, оборудования для работы на шельфе и сектор программного обеспечения. Присутствует высокая доля импортного ПО [4].

Таблица 1. Экономические показатели рынка нефтесервисных услуг в России в 2023-2026 гг.

Показатель	Значение	Тенденции
Общее число компаний	300-400 шт.	Стабилизация после резкого сокращения в 2015-2020 гг.
Занятость	80-100 тыс. чел.	Дефицит квалифицированных кадров, отток специалистов в смежные отрасли (IT, консалтинг)
Объем рынка	1,68 трлн руб. в 2023 г., 2,5-2,8 трлн руб. в 2025-2026 гг.	Медленный рост
Рентабельность	15-17%	Инфляция и высокие кредитные издержки
Инвестиции в НИОКР	1,5-2,0%	Низкий уровень по сравнению с мировым 4-6%
Доля импортного ПО	До 90%, особенно в сегментах ПО, связанном с обработкой и интерпретацией сейсмики	Постепенное снижение за счёт отечественных аналогов

Источник: составлено авторами по результатам анализа научных публикаций (eLibrary.ru) и отраслевых отчетов за 2016-2026 гг.

2. *Структура рынка и география*

Основная доля рынка нефтесервиса в России приходится на бурение и скважинные работы, что закономерно в связи с необходимостью поддержания и текущего уровня добычи в условиях истощения запасов углеводородов и росту доли трудноизвлекаемых запасов (табл. 2).

География оказания нефтесервисных услуг в России тесно связано с основными центрами нефтегазодобычи. Так, большая часть услуг оказывается в регионах Западной Сибири, на долю которых приходится около 50-55%, Поволжье – 15-20%, Урал – 8-10%, Восточная Сибирь и Дальний Восток – 8-10%.

Таблица 2. Структура рынка нефтесервисных услуг по видам работ

Работы	Доля рынка, %	Состав работ
Бурение и скважинные работы	35-40	Буровой раствор, спуск обсадных колонн, цементирование
Ремонт скважин	20-25	Капитальный ремонт, текущий ремонт, очистка скважин
Геофизические исследования	15-20	Геофизический каротаж, сейсморазведка, интерпретация
Испытание скважин	8-10	Гидротестирование, исследование продуктивности
Прочие услуги	10-15	Цементирование, трубоукладка, консультирование

Источник: составлено авторами по результатам анализа научных публикаций (eLibrary.ru) за 2016-2026 гг.

3. *Технологические и экономико-организационные проблемы отрасли*

В результате исследования были систематизированы ключевые проблемы и барьеры развития нефтесервиса в России на пути к высокотехнологическому развитию:

- Технологическая зависимость. Доля импортного программного обеспечения в обработке сейсмики и моделировании достигает 90% [5]. Средний возраст скважинного оборудования составляет 12-15 лет.
- Кадровый дефицит. Заработная плата в отрасли не редко отстает от секторов IT и консалтинга, что подталкивает отток квалифицированных инженеров.
- Экономическая нестабильность. Себестоимость услуг российских компаний на 25-35% выше, чем у иностранных компаний, работавших ранее, в основном из-за отсутствия экономии на масштабах и высоких расходов на создание собственных аналогов. Рентабельность находится под влиянием макроэкономических факторов, связанных с текущей денежно-кредитной политикой и ростом фискальной нагрузки на добывающие сектора экономики [6].

4. *Направления решения проблем и высокотехнологического развития*

Для преодоления выявленных угроз и достижения целей «Энергетической стратегии РФ до 2050 года» необходим комплекс мер:

- Государственная поддержка и регулирование. Увеличение финансирования НИОКР до 4-5% от выручки компаний через целевые гранты и налоговые льготы. Развитие специализированных кредитных инструментов (льготные кредиты, государственные гарантии) [7].
- Технологическое развитие. Создание национальных технологических центров, ориентированных на разработку отечественных аналогов санкционного оборудования и новые прорывные технологические решения. Интеграция с академическими институтами и активное лицензирование технологий у стран-партнеров (Китай, Индия, Казахстан).

- Цифровая трансформация. Внедрение облачных вычислений, AI-систем для прогнозирования отказов оборудования и IoT-датчиков для мониторинга параметров скважин в реальном времени.
- Развитие человеческого капитала. Повышение заработной платы до конкурентоспособного уровня, развитие корпоративных учебных центров и программ переквалификации, государственная поддержка стартапов для привлечения молодых специалистов.
- Организационные изменения. Стимулирование консолидации рынка через слияния и поглощения для создания компаний мирового уровня, способных к экономии на масштабе и экспансии на рынки СНГ, Ближнего Востока и Юго-Восточной Азии. Разработка открытых национальных стандартов качества.

Заключение. Нефтесервисная отрасль России находится на этапе структурной трансформации. Переход от доминирования иностранных компаний к импортонезависимости сопровождается серьезными вызовами – технологическим отставанием, организационной и правовой фрагментацией рынка, дефицитом кадров и низкими инвестициями в НИОКР.

Обеспечение высокотехнологического развития нефтегазового комплекса страны невозможно без вмешательства государства. Реализация предложенного комплекса мер позволит не только преодолеть санкционные ограничения, но и повысить рентабельность отрасли, обеспечив устойчивый технологический суверенитет ТЭК России в долгосрочной перспективе.

Список литературы:

1. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Комарова А.В., Кожевина С.В. Устойчивые тенденции и факторы развития рынка нефтесервиса в России // Бурение и нефть. – 2020. – № 11. – С. 4-10.

2. ОК 029-2014. Общероссийский классификатор видов экономической деятельности (ОКВЭД 2). – Введ. 01.02.2014. – С изм. № 88 от 01.07.2026. – URL: https://classifikators.ru/okved/ (дата обращения: 30.07.2026).

3. Карпов В.Б., Борисов В.А., Андрианов В.В., Черных С.П. Нефтесервису нужен «рыночный рынок» // Бурение и нефть. – 2024. – №1 – URL: https://burneft.ru/archive/issues/detail.php?ELEMENT_ID=63388 (дата обращения: 30.07.2026).

4. Сафиуллин А. Р., Соколова Т. С. Экономическая безопасность предприятий нефтегазового сектора в условиях санкций //Вестник Ульяновского государственного технического университета. – 2024. – Т. 106. – №. 2. – С. 61-67.

5. Об утверждении Плана мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации на период до 2024 года: приказ Минпромторга России от 14.06.2023 № 2192. – URL: https://docs.cntd.ru/document/729201234 (дата обращения: 30.07.2026).

6. Нефтесервисная отрасль до 2030 года: тренды и доля локализации: аналитический обзор / Группа компаний Б1. – 2024. – URL: https://b1.ru/analytics/b1-ofs-industry-trends-survey-2024/ (дата обращения: 30.07.2026).

7. Филимонова И.В., Эдер Л.В. Основные направления инновационного развития и модернизации нефтегазового комплекса России // Экологический вестник России. – 2014. – № 6. – С. 1-6.

УДК УДК 556.3
DOI 10.48612/sibprint/9kxr-ue9p-krp6 https://doi.org/10.48612/sibprint/9kxr-ue9p-krp6

Особенности гидрогеологии Ангаро-Ленского бассейна[1]

Я. В. Фомина, А. А. Муравьева

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

Аннотация. В Ангаро-Ленском артезианском бассейне распространены преимущественно хлоридные натриевые и кальциевые рассолы с минерализацией, достигающей 600 г/дм^3 с высокими концентрациями полезных компонентов: Li, Rb, Sr, Br и др. Выявлен прямой тип вертикальной гидрогеохимической зональности, осложненный развитием сверхкрепких рассолов в усольско-бельском комплексе. В соленосной формации преобладают аномально-высокие пластовые давления, связанные с высокой степенью закрытости недр.
Ключевые слова: Восточная Сибирь, Ангаро-Ленский бассейн, промышленные воды, аномально высокие пластовые давления

Hydrogeological features of the Angara-Lena Basin

Ya. V. Fomina, A. A. Muravyova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. Brines in the Angara-Lena artesian basin are found to be of predominantly chloride sodium and calcium composition. They are characyerised by the mineralization reaching 600 g/dm^3 and high concentrations of useful components: Li, Rb, Sr, Br, etc. A normal type of vertical hydrogeochemical zonation has been identified, which is complicated by the development of super-concentrated brines in the Usolsko-Bel'sky complex. Abnormally high reservoir pressures, associated with a high degree of closure of the subsurface, prevail in the salt-bearing formation.
Keywords: Eastern Siberia, Angara-Lena Basin, manufacturing waters, abnormally high reservoir pressure

В настоящее время возрастает интерес недропользователей к гидрогеологии Анагаро-Ленского артезианского бассейна в связи с наличием в рассолах соленосной и подсолевой гидрогеологических формаций высоких концентраций полезных компонентов, таких как брома, бора, различных соединений магния, калия, лития, рубидия, цезия, стронция и др. Они могут рассматриваются в качестве нетрадиционного источника минерального сырья.

Ангаро-Ленский артезианский бассейн изучен не равномерно как по площади, так и в разрезе, что связано со сложным гидрогеологическим строением, наличием многочисленных геотермических, гидродинамических и гидрогеохимических аномалий, во многом затруднивших получение достоверной информации о подземных водах. Наибольший вклад в изучение гидрогеологии Сибирской платформы внесли С. В. Алексеев, Л. П. Алексеева, А. С. Анциферов, М. Б. Букаты, М. С. Гуревич, Е. В. Пиннекер, Н. И. Толстихин, С. Л. Шварцев и многие другие.

В разрезе осадочного чехла Восточно-Сибирской артезианской области традиционно выделяется надсолевая, соленосная и подсолевая гидрогеологические формации. В пределах Ангаро-Ленского бассейна надсолевая формация является зоной активного водообмена и представлена четвертичными, ордовикскими и средне-верхнекембрийскими отложениями. Содержащиеся в них воды широко используются для питьевого и технического водоснабжения. Воды надсолевой формации — пресные, общая минерализация достигает 0,8 г/дм^3. Преобладающим химическим типом вод является гидрокарбонатный кальциевый.

[1] © Я. В. Фомина, А. А. Муравьева, 2026
Исследования выполнены при финансовой поддержке проекта Министерства науки и высшего образования № FWZZ-2026-0047

Залегающие ниже соленосная и подсолевая формации относятся к зоне затруднённого и застойного водообмена. Соленосная формация сложена карбонатными породами нижне-среднекембрийского возраста, чередующимися с пластами каменных солей. Сверху вниз выделяются три водоносных комплекса: литвинцевский, булайско-нижнеангарский, усольско-бельский. В литвинцевском комплексе выделяется келорский водоносный горизонт, где распространены солоноватые воды и рассолы с минерализацией от 1,5 до 50 г/дм^3. Данные о химическом составе подземных вод комплекса практически отсутствую, предполагается преобладание хлоридного натриевого состава, который с глубиной переходит в хлоридный кальциевый. В подошве выделяется галогенно-карбонатный водоупорный горизонт, приуроченный к в верхней части ангарской свиты. Толщина комплекса 120-250 м. Пластовые температуры комплекса достигают 22-25 °С, а давления –11 МПа, что чаще всего ниже условно-гидростатического. При бурении зафиксированы процессы поглощения бурового раствора различной интенсивности.

Булайско-нижнеангарский водоносный комплекс состоит преимущественно из доломитов и известняков с прослоями солей. В его пределах выделяются биркинский и бильчирский водоносные горизонты. Породы по типу пустотного пространства относятся к кавернозно-поровым, порово-трещинным, поры часто имеют битуминозное и нефтяное насыщение. Комплекс сильно изменчив по коллекторским свойствам. Открытая пористость колеблется от долей процента до 15-20%, проницаемость низкая. Флюидоупором в подошве служат пласты солей верхней части бельской свиты. В пределах комплекса распространены хлоридные натриевые и кальциевые воды с минерализацией от 150 до 600 г/дм^3. По мере роста минерализации возрастает роль кальция в составе рассолов. В интервалах высокой трещиноватости и кавернозности водоносных горизонтов отмечаются процессы поглощения бурового раствора. Температура составляет 24-35 °С, а пластовые давления достигают 25 МПа.

Усольско-бельский водоносный комплекс представлен переслаиванием известняков, доломитов, глинистых доломитов и ангидрито-доломитов. В пределах комплекса обособляются атовский, христофоровский, балыхтинский, межсолевой и осинский водоносные горизонты. Общая мощность комплекса изменяется от 600 до 2150 м. В подошвенной части комплекса выделяется мощный усольский водоупорный горизонт, представленный пластами каменной соли. В пределах комплекса распространены рассолы с минерализацией от 360 до 680 г/дм^3 и плотностью до 1,4 г/см^3. Пластовые давления варьируются от 22 до 46,6 МПа (от нормальных до аномально-высоких (АВПД)), наиболее высокие давления зафиксированы в христофоровском, межсолевом и осинском горизонтах. Процессы поглощения бурового раствора отмечается по всему комплексу от частичного до полного. Пластовые температуры достигают 60 °С.

Подсолевая гидрогеологическая формация (терригенная) сверху ограничена в кровельной части усольским региональным флюидоупором, снизу – кристаллическими породами фундамента. В ее пределах выделяются даниловский и тирско-непский водоносные комплексы, разделенные даниловским водоупорным горизонтом. Даниловский водоносный комплекс расположен в верхней части подсолевой формации. Комплекс представлен известняками и доломитами, в подчиненном количестве присутствуют прослои ангидрито-доломитов, ангидритов, аргиллитов и солей. В его пределах выделяются усть-кутский и преображенский водоносные горизонты. В целом в комплексе распространены рассолы с минерализацией, достигающей 500 г/дм^3 преимущественно хлоридного кальциевого состава. Для комплекса характерно развитие АВПД, коэффициент аномальности достигает 2,3. Пластовые давления колеблются от 29 до 49 МПа, температуры не превышают 50 °С. По всему комплексу фиксируются поглощения бурового раствора.

Ниже залегает непско-тирский гидрогеологический комплекс, сложенный парфеновским, шамановским, боханским и базальным горизонтами. Комплекс представлен разнозернистыми песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов, является нефтегазоносным в пределах Ангаро-Ленской НГО. По результатам гидрогеохимического анализа минерализация рассолов изменяется от 313 до 484 г/дм^3, воды преимущественно хлоридного кальциевого и магниево-кальциевого типов с высокой степенью метаморфизации. Для комплекса

характерны нормальные и аномально-низкие пластовые давления. В парфеновском горизонте они в среднем составляются 25,7 МПа, а в боханском – 27,3 МПа. Пластовые температуры в парфеновском горизонте достигают 61 °С. В некоторых скважинах в парфеновском и боханском горизонтах фиксируются поглощения бурового раствора от частичного до полного.

Рассолы соленосной и подсолевой гидрогеологической формации содержат высокие концентрации полезных компонентов. Так, в рассолах булайско-нижнеангарского, усольско-бельского и даниловского водоносных комплексов содержатся следующие микрокомпоненты: бром до 13,5 г/дм^3, стронций – до 6,5 г/дм^3, бор – до 0,4 г/дм^3, литий – до 0,6 г/дм^3, т.е. значительно превышают значения, рентабельные для промышленного извлечения. В терригенном комплексе так же отмечаются высокие концентрации полезных компонентов: лития - до 0,37 г/дм^3, стронция – до 6,2 г/дм^3, рубидия – до 0,1 г/дм^3, брома – до 7,5 г/дм^3, йода – до 9 г/дм^3, окиси бора - до 0,15 г/дм^3.

Рассматривая вертикальную гидрогеохимическую зональность, необходимо отметить, что для бассейна характерен прямой тип зональности, осложненный наличием сверхкрепких рассолов на уровне усольской и бельской свит, во времена накопления которых соленость палеобассейна была максимальной (Рис. 1). Выше кровли литвинцевской свиты распространены пресные и солоноватые рассолы гидрокарбонатного и хлоридного натриевого типов, имеющие инфильтрационный генезис. Ниже этого уровня, начиная с глубин 300-500 м, повсеместно выявлены сверхкрепкие рассолы. Это связано с наличием мощных соленосных толщ средне-нижнекембрийского возраста, образовавшихся в результате испарительного концентрирования в закрытом морском бассейне и дальнейшего преобразования в системе «вода-порода».

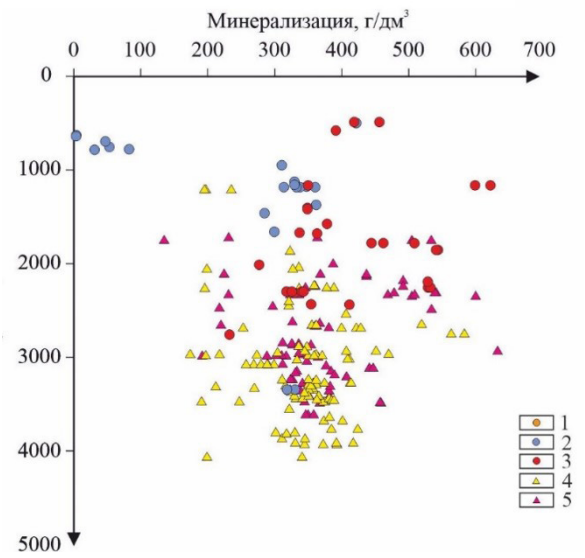


Рисунок 1. Изменение величины общей минерализации рассолов с глубиной в пределах Ангаро-Ленской ступени

Условные обозначения: гидрогеологический комплекс 1 – литвинцевский; 2 – булайско-нижнеангарский; 3 –усольско-бельский; 4 – даниловский; 5 – непско-тирский.

Воды надсолевой формации и литвинцевского комплекса соленосной формации, образующиеся в результате контакта атмосферных осадков с породами, в различной степени обогащенными солями, на небольших глубинах в условиях активного водообмена, имеют весьма широкий разброс концентраций основных солеобразующих компонентов. Так, их соленость может изменять от ультрапресных до слабых рассолов, тип вод от гидрокарбонатного кальциевого и натриевого до хлоридного натриевого. Длительность контактирования рассолов с солями при этом определяет различия их химического состава, а минерализации зависит от степени разбавления рассолов пресными инфильтрационными водами.

В соленосной и подсолевой формации преобладают преимущественно седиментогенные высокометаморфизованные рассолы натриево-кальциевого и кальциевого типов. Отмечается

тесная взаимная связь их минерализации и состава. При минерализации ниже 310 г/дм^3 практически все рассолы имеют хлоридный натриевый состав, более минерализованные воды являются натриево-кальциевыми и кальциевыми, а при минерализации более 400 г/дм^3 только кальциевыми.

УДК 55.553.98
DOI 10.48612/sibprint/zame-22za-m2kg https://doi.org/10.48612/sibprint/zame-22za-m2kg

Вклад В. С. Вышемирского в развитие прямых газогеохимических методов поисков залежей углеводородов[1]

А. Н. Фомин

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

Аннотация. В 1986-1995 гг. под руководством В.С. Вышемирского в разных нефтегазоносных районах (преимущественно в Шаимском) Западно-Сибирского мегабассейна проводились прямые геохимические поиски залежей углеводородов по снежному покрову. При его непосредственном участии проведена колоссальная работа по систематизации полученных данных и были рекомендованы площади, перспективные на поиски залежей нефти и газа. По свидетельству недропользователей, эффективность газовой съемки по снегу весьма высокая.
Ключевые слова: газогеохимическая съемка по снежному покрову, перспективы нефтегазоносности, Западно-Сибирский мегабассейн

The contribution of V.S. Vyshemirsky to the development of surface geochemical surveys for hydrocarbon prospecting

A. N. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. In 1986–1995, surface geochemical surveys for hydrocarbon prospecting were conducted based on gas and geochemical surveys on snow cover (i.e. direct detection of hydrocarbons escaping from subsurface accumulations to identify their presence in the snow) in various oil- and gas-bearing regions (mainly the Shaim region) of the West Siberian megabasin, under the guidance of V.S. Vyshemirsky, a prominent Russian geochemist. The tremendous efforts of his research team have achieved tangible improvements to the existing mineral exploration strategies. Results of their interpretation and systematization of the obtained data were used to identify areas promising for oil and gas. The methods of direct detection of hydrocarbons in the snow cover have become an essential component in most modern integrated mineral *exploration* programs and proved highly effective, according to subsoil users.
Keywords: gas and geochemical surveys on snow cover, prospects of oil and gas potential, West Siberian megabasin.

Введение. В последние десятилетия все большую актуальность приобретает внедрение новых малозатратных технологий, пригодных для предварительной оценки слабоизученных территорий с целью прицельного использования сейсморазведки лишь на перспективных участках. Наиболее быстрым и недорогим методом дистанционных поисков нефтегазовых залежей является газогеохимическая съемка по грунтам и снежному покрову. В основу прямых геохимических методов поисков месторождений углеводородов (УВ) положены представления академика В.И. Вернадского [1] о газовом обмене земной коры. «Газовое дыхание Земли» так образно он назвал миграционный поток газов литосферы. В дальнейшем идея о возможности поисков глубинных нефтяных и газовых скоплений путем изучения рассеянных УВ в неглубоко залегающих породах осадочной оболочки Земли была высказана В.А. Соколовым [2]. Он разработал первый вариант газовой съемки для практического использования. Г.А. Могилевским в 1970 году с коллегами было получено авторское свидетельство на новый способ газогеохимической съемки по снежному покрову, как наиболее технологичный вид площадного геохимического опробования [3]. Однако в то время этот метод не получил широкого рас-

[1] © А. Н. Фомин, 2026

Работа выполнена в рамках проекта НИР № FWZZ-2026-0043 программы ФНИ.

пространения из-за несовершенства аппаратурной базы, методики отбора и консервации проб. В 1980-е годы подобные работы в Западной Сибири проводили разные организации - СНИИГГиМС, ЗапСибНИГНИ, ОАО «Газпром», ЗАО «Пангея», ООО «Эксис», ЗАО НИЦ «Юганефтегаз» и другие.

В.С. Вышемирский всегда тонко чувствовал «пульс времени» и постоянно выступал инициатором новых научных разработок. В 1985-1986 гг. сотрудниками Института геологии и геофизики СО АН СССР под его руководством проводилась газогеохимическая съемка по донным осадкам и придонным водам в северо-западной части Черного моря на глубинах 10-1800 м, преимущественно в пределах шельфа. Были разработаны методы отбора и дегазации проб донных осадков и придонных вод, хроматографического определения углеводородных газов, построения карт и оценки газовых аномалий. Изготовлены грунтовая трубка со специальным приспособлением для удержания в ней осадков и поршневой батометр для отбора придонных вод. С их помощью на 300 станциях отобрано 330 проб донных осадков и 320 придонных вод. В пробах определялись содержания индивидуальных предельных и непредельных углеводородных газов. Были выделены участки аномально высоких их содержаний, на одном из которых позднее был получен фонтан газа с высоким дебитом [4].

В 1986 году под руководством В.С. Вышемирского была начата газовая съемка по снегу для оценки перспектив нефтегазоносности некоторых районов Западно-Сибирского мегабассейна. Сначала были проведены опытно-методические работы на уже открытом Верхтарском нефтяном месторождении Новосибирской области. Было установлено, что аномалии по содержанию тяжелых углеводородных газов обладают высокой контрастностью и хорошо согласуются с положением нефтяной залежи. Полученные результаты послужили основанием для проведения подобных работ в других районах Западной Сибири: Ляминском (Приобское месторождение), Васюганском (Средневасюганский мегавал) и основной объем – в Шаимском (несколько месторождений и многочисленные поисково-разведочные объекты). За период этих работ (1986-1995 гг.) по газовой съемке в Западной Сибири исследовано около 10 000 проб снега на более чем 60 поисково-разведочных площадях. Расстояние между профилями сначала составляло 2,0 км. Если после первоначальной обработки материала выделялись площади с повышенными концентрациями углеводородных газов в пробах снега, расстояние между профилями уменьшалось до 1,0 км. Отбор проб производился обычно через 250 м, иногда реже в зависимости от наличия природных преград (озеро, болото, населенный пункт и др.). На возможно перспективных участках пробы снега отбирались через 50-100 м.

Практика геохимических исследований показала, что наиболее информативными нефтепоисковыми показателями являются углеводородные газы, характеризующиеся генетической связью с нефтегазовыми залежами и наивысшей миграционной способностью. В качестве главных критериев для оценки перспектив нефтегазоносности объектов принимались концентрации: *а) пропана,* а также суммы *б) предельных углеводородов* C_2-C_4; *в) непредельных углеводородов* C_2-C_4; *г) предельных углеводородов* C_2-C_4 *и непредельных углеводородов* C_2-C_4; *д) пентана и гексана* (C_5+C_6). Анализы выполнялись непосредственно в районе отбора проб на хроматографе «ХПМ-4». В ходе работ было выделено более 200 аномалий различной протяженности и контрастности, перспективных на открытие (или оконтуривание, если это разведка) залежей нефти и газа, выданы рекомендации по бурению или снятию с плана более 100 поисковых и разведочных скважин. Эффективность газовой съемки по снегу весьма высокая. По данным основного заказчика наших работ (ОАО Лукойл-Урайнефтегаз), на площадях, не охваченных газовой съемкой, среди поисковых и разведочных скважин продуктивными оказались 31 %, а на газовых аномалиях – 79,5 %, т.е. в 2,5 раза больше [5].

Во избежание негативного влияния ряда факторов на состав газовой фазы пробы постоянно проводились опытно-методические работы, направленные на выбор оптимальной методики геохимического опробования. Они заключались в анализе и сравнении проб, отобранных в разнообразных ландшафтных условиях (лес, степь, заболоченные участки), на разном расстоянии от поверхности почвы, при разной толщине снежного покрова и др. При интерпретации

результатов газовой съемки по снегу необходимо помнить, что их достоверность во многом зависит от соблюдения технологии отбора, герметизации, транспортировки и хранения проб. Поэтому для проведения полевых работ были выработаны следующие рекомендации:

1. По возможности чаще отбирать контрольные пробы (не менее 10 %).
2. Оптимальная глубина отбора проб должна обеспечивать их однородность и значительные содержания анализируемых газов. Этим условиям лучше всего удовлетворяет нижняя часть снежного покрова, поскольку она существует более длительное время. С удалением от поверхности почвы от 0,3 до 1,0 м суммарное содержание в снеге гомологов метана вне аномалий уменьшается в среднем в 2,1 раза, а на аномалиях – в 5,3 раза. В том же направлении резко снижается контрастность аномалий. Результаты работ в разных районах Западной Сибири показали, что наибольшее количество углеводородных газов находится в снежном покрове около поверхности почвы, и здесь контрастнее и надежнее газогеохимические аномалии. Поэтому газовую съемку проводили по пробам снега, отобранным выше поверхности земли на 15-20 см.
3. Во избежание техногенного загрязнения углеводородами (бензин, солярка и др.) проб снега, их необходимо отбирать в чистую и герметичную посуду.
4. Координаты каждой геохимической пробы должны быть определены с достаточной точностью, зависящей от масштаба проводимых работ.
5. Условия хранения отобранных проб и транспортировки их в полевую лабораторию должны исключать возможность механического повреждения посуды с ними и таяния снега.
6. Геохимическая съемка по снежному покрову должна проводиться в два этапа: сначала по всей территории по более разреженной сетке, а после выделения аномальных зон в их пределах по более густой сетке для оконтуривания и детализации этих аномалий.
7. Съемку необходимо проводить в конце зимы, чтобы был значительный период для накопления углеводородных газов в снежном покрове и до наступления оттепелей.
8. Для проведения газогеохимической съемки по снегу необходима отрицательная температура воздуха (желательно не выше -10 °С). Оттепели отрицательно сказываются на сохранности в снеге УВ газов - происходит природный процесс дегазации и газы улетучиваются из него.
9. Пробы снега необходимо анализировать в местах их отбора, поскольку уже через сутки они по газовому составу заметно отличаются от дублей, проанализированных сразу после отбора. Пробы, пролежавшие 2-3 дня даже при отрицательной температуре, совершенно непригодны для поисковых целей из-за их неравномерного (в отношении разных газов) разубоживания.
10. Для кондиционности геохимических анализов необходим чистый снег и толщина его покрова должна достигать не менее 50-60 см [5, 6].

Заключение. Газовая съемка по снегу является относительно дешевой и доступной технологией выявления участков с промышленной продуктивностью. Имеющиеся материалы показывают, что она наиболее эффективна и обладает рядом важных преимуществ перед другими прямыми геохимическими методами. Снежный покров представляет собой более однородную в геохимическом отношении среду, чем воздух, поверхностные воды, почвы, осадочные породы. Все углеводородные газы в снеге аллохтонные, и они современные, как и сам снежный покров. К тому же снег экранирует газовый поток, способствуя накоплению в нем углеводородов. В зимнее время биохимические процессы заторможены и не так сильно, как летом, маскируют газовый поток, поднимающийся от залежей УВ. Данные площадной газогеохимической съемки демонстрируют связь геохимических аномалий с нефтеносностью, независимо от глубины залегания залежи. Для проведения работ доступны практически любые участки, что особенно ценно в условиях заболоченной равнины Западной Сибири. Накопленный опыт позволяет проводить высокочувствительный анализ газосодержания снега и трассировать границы. Результатом газогеохимической съемки могут быть различные карты: разделения территории на зоны по перспективности; распространения покрышки над нефтеносным коллектором; прогноза

контуров продуктивности. На основе этих материалов объемы более дорогих геологоразведочных работ размещаются в тех местах, где выявлены прямые признаки нефтегазоносности. Размеры выделяемых первоочередных участков, как правило, не превышают 10-20% от площади поиска. Главным результатом этих экономически выгодных и эффективных исследований является сокращение числа непродуктивных скважин и ускорение отдачи от капиталовложений недропользователей. Затраты на проведение площадной газогеохимической съемки по снегу в десятки раз меньше стоимости одной скважины.

При этом необходимо комплексирование геофизических и геохимических методов при решении нефтегазопоисковых задач, что позволит существенно повысить эффективность поисково-разведочного бурения на нефть и газ в слабоизученных районах и на разведываемых месторождениях. Отражая разные грани геологических объектов, эти методы хорошо дополняют друг друга и создают надежную основу для повышения достоверности прогнозирования глубинных скоплений углеводородов. Без выяснения геологического строения исследуемой территории невозможна надежная интерпретация геохимических данных и прогноз нефтегазоносности. Так, не всегда непосредственно под газовой аномалией находится залежь, она может быть смещена в сторону, а подток УВ происходит по наклонным пластам, зонам разуплотнения, дизъюнктивным нарушениям и др. Поэтому для более надежной геологической интерпретации наземных геохимических и геофизических аномалий необходимо сначала провести геолого-геодинамические исследования осадочного чехла и верхней части фундамента бассейна.

Список литературы:

1. Вернадский В.И. О газовом обмене земной коры // Известия Императорской АН. - 1912, № 6, с. 141-162.

2. Соколов В.А. Газовая съемка как новый метод поисков нефтяных и газовых месторождений // Информационный сборник НГРИ. - М: ОНТИ, Нефтяное издательство, 1933. с. 62-64.

3. Способ газовой съемки // Могилевский Г.А., Алексеев Ф.А., Поршнева Н.В. и др. - Авторское свидетельство СССР 269514, бюллетень № №15, 17.04.1970.

4. Прямые геохимические поиски нефти и газа на шельфе Черного моря // Вышемирский В.С., Доильницын Е.Ф., Красавчиков В.О., Шугуров В.Ф. - Новосибирск: Наука, 1991, 93 с.

5. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Пастух П.И. Эффективность газовой съемки по снегу //Геология нефти и газа. – 1992, № 1, с. 31-33.

6. Разработка теории, методики и технологии геохимической съемки с целью поисков и оконтуривания месторождений нефти и газа // Вышемирский В.С., Даниленко С.В., Конторович А.Э., Пастух П.И., Фомин А.Н. - Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск», ч. 10. Сводный отчет. – Новосибирск: ОИГГиМ СО РАН, 1995, 152 с.

УДК 553.983
DOI 10.48612/sibprint/x97n-19e2-6d91 https://doi.org/10.48612/sibprint/x97n-19e2-6d91

Закономерности распределения флюидов в сообщающемся и закрытом пустотном пространстве баженовской свиты на Малобалыкском нефтяном месторождении[1]

М. А. Фомин[1], М. Й. Шумскайте[1], Р. М. Саитов, Т. А. Янушенко[1], А. М. Горшков[2]

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
[2]АО «Геологика», Новосибирск

Аннотация. Изучены объем и структура пустотного пространства баженовской свиты, вскрытой скважинами на Малобалыкском нефтяном месторождении и на расположенной рядом Южно-Тепловской площади. Показано, что в процессе экстракции из различных типов пород баженовской свиты удаляется разное количество флюида. В результате повторного насыщения пород дистиллированной водой и керосином установлено, что пустотное пространство образцов заполняется по-разному. Это указывает на различия в структуре пустотного пространства разных литотипов баженовской свиты.
Ключевые слова: баженовская свита, Западная Сибирь, пустотное пространство, пористость, ЯМР-релаксометрия, флюидонасыщенность, литотип.

Peculiar properties of fluid distribution in opened and closed void spaces of the Bazhenov Formation at the Malobalyk oil field

M. A. Fomin[1], M. Y. Shumskayte[1], R. M. Saitov[2], T. A. Yanushenko[1], A. M. Gorshkov[3]

[1] Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
[2]JSC «Geologika», Novosibirsk

Abstract. The void space of the Bazhenov Formation, drilled by wells at the Malobalykskoye oil field and the adjacent Yuzhno-Teplovskaya area, was studied. It was shown that different amounts of fluid are removed during the extraction process from different rock types of the Bazhenov Formation. Repeated saturation of the rocks with distilled water and kerosene revealed that the samples were saturated at different rates. This indicates differences in the void structure of the different lithotypes of the Bazhenov Formation.
Keywords: Bazhenov Formation, Western Siberia, void space, porosity, NMR relaxometry, fluid saturation, lithotype.

Введение. Объектом исследования является баженовская свита – основная нефтематеринская формация Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В последние пятнадцать лет она детально изучается во многих научных и производственных организациях нашей страны. В результате этих работ было установлено, что ее литологический состав и коллекторские свойства неоднородны даже в пределах одного месторождения. Именно поэтому этот интереснейший геологический объект до сих пор крайне слабо освоен.

Важнейшей проблемой в изучении баженовской свиты является природа ее пустотного пространства, которое определяется неоднородным по разрезу и площади гетерогенным кероген-минеральным составом пород. Несмотря на активную дискуссию в научной литературе, на сегодняшний день эта область геологических знаний все еще находится в стадии накопления фактического материала.

Целью настоящей работы является исследование кернового материала методом ЯМР-релаксометрии по методике, описанной ниже. Сопоставление полученных результатов позволило выявить закономерности распределения флюидов в сообщающемся и закрытом пустотном

[1] © М. А. Фомин, М. Й. Шумскайте, Р. М. Саитов, Т. А. Янушенко, А. М. Горшков, 2026
Исследования выполнены в рамках проекта НИР FWZZ-2026-0048 Программы ФНИ в РФ

пространстве различных литотипов баженовской свиты, содержащих высокопреобразованное органическое вещество.

Фактический материал и методика исследования. Изученные разрезы вскрыты скважинами на западе Ханты-Мансийского автономного округа. Первый из них расположен в пределах Малобалыкского нефтяного месторождения, второй – в 25 км к северу на Южно-Тепловской площади. Оба разреза находятся в зоне высокого катагенеза (рис. 1а) и высоких концентраций органического углерода (рис. 1б). Согласно данным пиролиза, уровень зрелости (R°_{vt}) содержащегося в разрезах органического вещества (ОВ) изменяется в интервале 0,61-0,83 %, в среднем составляя 0,73 %.

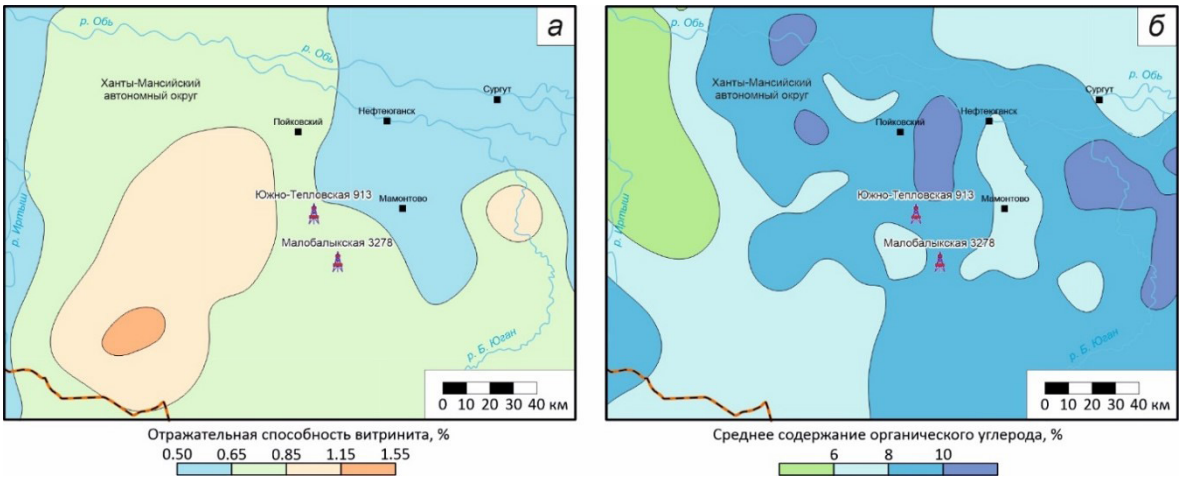


Рисунок 1. а – карта стадий катагенеза ОВ баженовской свиты [1]; б – карта средних концентраций органического углерода в баженовской свите [2]

Для исследования было выбрано 28 образцов (табл. 1), представленных различными литотипами. Баженовская свита в изученных разрезах сложена, в основном, силицитами и различными по составу микститами. Верхняя часть разреза отмечается повышенными концентрациями карбонатного материала [3]. Перекрывающая ее подачимовская пачка представлена аргилитами и микститами с преобладанием глинистых минералов.

Метод ЯМР позволяет напрямую оценивать вязкость жидких углеводородов (УВ) и их распределение в поровом пространстве образца, основываясь на характерных временах продольной (T_1) и поперечной (T_2) релаксации [4]. ЯМР-измерения выполнены на ЯМР-анализаторе Niumag Micro12-040V (производство Niumag Corporation, Китай, частота 12 МГц) для образцов:

1) в состоянии их остаточного естественного насыщения (после потери летучих компонентов при подъеме керна) при комнатной температуре и атмосферном давлении,
2) после их экстракции в аппаратах Сокслета с использованием хлороформа,
3) после насыщения проэкстрагированных образцов водой под давлением 15 МПа в течение 72 часов согласно ГОСТ 26450.1-85,
4) после насыщения проэкстрагированных образцов керосином.

Таблица 1. Изученные образцы

Типы пород баженовской свиты и подачимовской пачки*	**Количество образцов**
Кремнистые породы *силициты, в т.ч. керогеновые, микститы преимущественно кремнистого состава*	13
Карбонатные породы *известняки, карбонаты, микститы преимущественно карбонатного состава*	4
Глинистые породы *аргиллиты, микститы преимущественно глинистого состава*	11

*названия пород даны в соответствии с классификацией [5]

Результаты. При анализе полученных результатов и их обсуждении мы исходим из того, что единственными флюидами в баженовской свите (в состоянии природного насыщения и после экстракции), которые можно обнаружить с помощью ЯМР-релаксометрии, являются углеводороды [6]. Для обобщения полученных результатов все изученные породы были разделены на 3 категории (по частоте встречаемости в разрезах) (см. табл. 1).

Для образцов в состоянии естественного насыщения наблюдается одномодальный спектр с пиком разной амплитуды на временах 0,1 мс. Это означает, что в образцах содержатся твердые (что хорошо видно на двумерных картах T_1-T_2) и подвижные углеводороды, сосредоточенные, в основном, в очень мелких порах. В процессе экстракции несколько больший объем флюидов высвобождается из пустотного пространства силицитов и микститов кероген-кремнистых (рис. 2а).

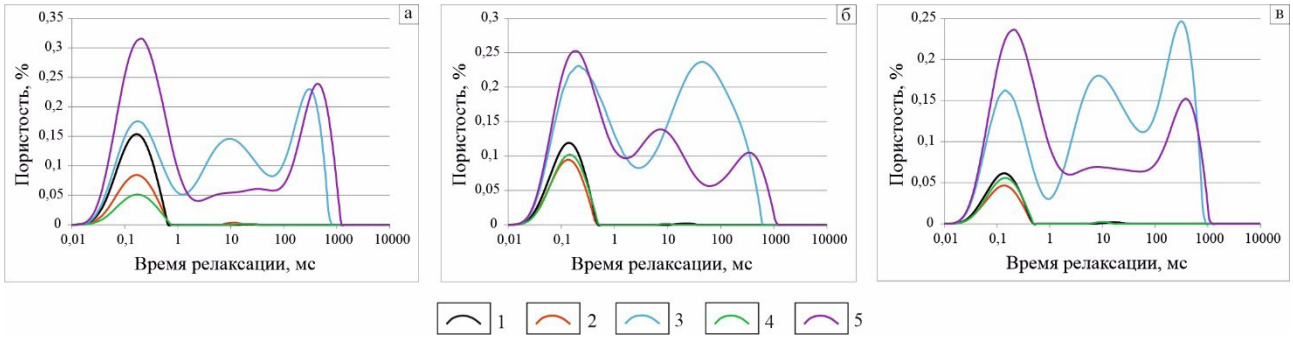


Рисунок 2. Распределение значений пористости по временам поперечной релаксации (T2) для: а – кремнистых пород; б – глинистых пород; в – карбонатных пород

Графики образцов: 1 – в состоянии естественного насыщения; 2 – после экстракции УВ; 3 – после насыщения дистиллированной водой; 4 – после сушки (удаления воды); 5 – после насыщения керосином.

При насыщении водой спектры практически всех образцов становятся трёхмодальными. Исключение составляют аргиллиты и несколько образцов преимущественно кремнистого состава, для которых характерна бимодальность (рис. 2б). Мультимодальность спектров является прямым подтверждением сложной и неоднородной структуры порового пространства пород баженовской свиты и медленного молекулярного обмена между разными фракциями флюидами (остаточные УВ и вода) в порах разного размера [7]. При этом для половины образцов первый пик, отвечающий за самые мелкие поры, имеет одинаковую (или сопоставимую) амплитуду для естественного насыщения и насыщения водой (практически все кремнистые и карбонатные породы, один образец глинистых пород), т.е. все поры данного размера заняты УВ, которые не удаляются из образцов в процессе экстракции. У другой половины образцов (практически все глинистые породы, по одному образцу кремнистых и карбонатных (рис. 2в) пород) амплитуда пика для образцов в водонасыщенном состоянии значительно выше, т.е. в этих образцах мелкие поры дополнительно насытились водой. Причиной этому может быть изменение структуры пустотного пространства во время насыщения водой (гидроразрыв породы). Максимальный пик значений пористости для водонасыщенных образцов приходится на времена 100-1000 мс. Это объясняется тем, что в гидрофобной породе воде легче заполнить наиболее крупные поры и также может быть следствием гидроразрыва породы и созданием дополнительных пор при насыщении образцов водой.

Для керосинонасыщенных образцов характерно преимущественно бимодальное распределение времен поперечной релаксации для пород кремнистого и карбонатного состава и трехмодальные спектры для глинистых образцов. Наибольший прирост значений пористости наблюдается для времен 0,1 мс, при этом значения этого пика для керосинсодержащих образцов выше, чем для них же в состоянии водонасыщения. Это подтверждает известный тезис о гидрофобности баженовской свиты. Значения пористости керосинсодержащих образцов в интервале времен 100-1000 мс, в основном, ниже или аналогичны таковым для водонасыщен-

ных образцов. Это факт может быть связан с испарением керосина с поверхности образца до завершения измерения и требует дальнейшего изучения.

В целом, можно отметить, что при насыщении и водой, и керосином, заполняются более крупные поры, которые при первом измерении не содержали флюидов. Здесь возможны два объяснения. Эти поры были заполнены УВ, которые ушли из породы при подъеме керна из недр на поверхность. Либо они образовались под воздействием давления насыщения и изначально их в породе не было. Возможно взаимное сочетание этих факторов.

Заключение. Анализ изученной коллекции показал сложную структуру пустотного пространства баженовской свиты – даже для одинаковых литотипов спектры флюидонасыщения могут иногда существенно отличаться, что говорит о влиянии многих факторов на заполнение пор и трещин. Комплексный анализ данных лабораторного изучения керна баженовской свиты и результатов импульсной ЯМР-релаксометрии показал, что наибольшее количество углеводородов сосредоточено в закрытых мелких порах (до 1,5 нм). В результате водонасыщения проэкстрагированных образцов заполняются преимущественно крупные поры. Для керосинонасыщенных образцов, наоборот, наибольший прирост значений пористости наблюдается для времен 0,1 мс, соответствующий мелким порам.

Список литературы:

1. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Рос. Акад. Наук, Сиб. отд, Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

2. Конторович А.Э., Пономарева Е.В., Бурштейн Л.М., Глинских В.Н., Ким Н.С., Костырева Е.А., Павлова М.А., Родченко А.П., Ян П.А. Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь) // Геология и геофизика, 2018, т. 59, № 3, с. 357–371.

3. Фомин М.А., Саитов Р.М., Замирайлова А.Г. Литология и нефтеносность баженовской свиты в центральной части Мансийской синеклизы // Георесурсы, 2023, Т. 25, № 4, с. 100-110.

4. Джафаров И.С., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Применение метода ядерного магнитного резонанса для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. М: Химия, 2002. – 439 с.

5. Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика, 2016, т. 57, №11, с. 2034-2043.

6. Конторович А.Э., Родякин С.В., Бурштейн Л.М., Костырева Е.А., Рыжкова С.В., Ян П.А. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты // Геология нефти и газа, 2018, № 5, с. 61-73.

7. Chen Z., Liang M., Yang M., Du W., Wang C., Lai Y., Liu P., Guo R. NMR response model of pore structure and oil occurrence of Chang 7 shale in Ordos Basin, China // Oil Shale, 2025, Vol. 42, No. 3, pp. 313-342.

УДК 553.981/982(571.1)
DOI 10.48612/sibprint/d8d8-kebd-ttzv https://doi.org/10.48612/sibprint/d8d8-kebd-ttzv

Базовые физико-химические характеристики нефтей из верхнеюрских залежей Западной Сибири[1]

Е. А. Фурсенко, Л. С. Борисова, А. И. Бурухина, С. В. Рыжкова

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

Аннотация. На выборке из 500 проб из верхнеюрских отложений Западной Сибири показано, что от Среднего Приобья в северо-восточном направлении и, менее контрастно, к югу в нефтях уменьшается плотность, содержание серы, смолисто-асфальтеновых веществ, растут содержания легких дистиллятных фракций и твердых парафинов. Свойства исследованных нефтей обусловлены влиянием регионального катагенеза и миграционными факторами. Высокие концентрации твердых парафинов в пробах северных месторождений характеризуют генетические связи с террагенным органическим веществом нижне-среднеюрских отложений.
Ключевые слова: Западная Сибирь, верхняя юра, нефть, физико-химические характеристики

Basic physical and chemical properties of oils from the Upper Jurassic deposits of West Siberia

E. A. Fursenko, L. S. Borisova, A. I. Burukhina, S. V. Ryzhkova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. A sample set of 500 oils from the Upper Jurassic deposits of West Siberia was studied. The density, content of sulfur, resins and asphaltenes were shown to decrease, while the content of light ends and paraffin wax – to increase, in the northeastern, and less contrastingly, in the southern direction from the Middle Ob' region. The properties of the studied oils are determined by the influence of regional catagenesis and migration factors. High concentrations of paraffin wax in the samples from the northern fields are attributed to their genesis due to terrestrial organic matter of the Lower-Middle Jurassic.
Keywords: West Siberia, Upper Jurassic, oil, physical and chemical properties

Изучение физико-химических характеристик и геохимии нефтей Западной Сибири начато в середине XX в. – с момента получения первых притоков конденсатного газа на Березовской площади (ХМАО) и первых пленок нефти на Колпашевской (Томская обл.). Этому вопросу при изучении нефтегазоносности региона в разное время уделяли внимание многие исследователи (В. С. Вышемирский, И. В. Гончаров, М. В. Дахнова, А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, А. В. Рыльков, О. Ф. Стасова, А. А. Трофимук и др.). В работах [1, 2], на основе имеющихся на то время сведений, показано изменение основных физико-химических свойств нефтей по площади и по разрезу Западно-Сибирского бассейна. На сегодняшний день в ИНГГ СО РАН накоплен значительный массив аналитических данных о составе нефтей Западной Сибири, который позволяет актуализировать опубликованные ранее обобщения.

Объектами исследования являются нефти, локализованные в верхнеюрских отложениях (залежи и нефтепроявления в баженовской, тутлеймской, васюганской, сиговской и абалакской свитах) Западной Сибири. Аналитическая информация о базовых физико-химических характеристиках нефтей (около 500 проб с определениями плотности, вязкости, содержания серы, парафинов, дистиллятных фракций, группового состава), полученная в соответствии с государственными стандартами (ГОСТы), включает архивные данные и материалы, полученные в разные годы сотрудниками лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН.

---

[1] © Е. А. Фурсенко, Л. С. Борисова, А. И. Бурухина, 2026
Работа выполнена в рамках проекта ФНИ № FWZZ-2026-0043

Цель исследования – определить направленность изменения физико-химических характеристик нефтей из верхнеюрских отложений Западной Сибири и факторы, которые являются причиной этих изменений, опираясь на соответствующие аналитические данные и опубликованные материалы по нефтегазоносности региона.

Актуальность проведенного обобщения обусловлена необходимостью уточнения имеющихся представлений об изменении свойств нефтей Западной Сибири в зависимости от приуроченности соответствующих залежей к определенным районам и нефтегазоносным комплексам. Следует отметить, что обобщения такого рода весьма полезны для прогноза физико-химических свойств углеводородных флюидов в слабо исследованных районах, включая северные и арктические регионы Сибири.

Сравнительный анализ базовых физико-химических характеристик нефтей из верхнеюрских отложений Западной Сибири показал, что от Среднего Приобья (Среднеобская, Красноленинская, юг Фроловской и Надым-Пурской НГО) в северо-восточном направлении (север Фроловской и Надым-Пурской, Пур-Тазовская НГО) и, менее контрастно, к югу в нефтях уменьшается плотность, содержание серы, смолисто-асфальтеновых веществ и, наоборот, растут содержания легких дистиллятных фракций и твердых парафинов (таб.).

Таблица. Физико-химические характеристики нефтей, локализованных в верхнеюрских отложениях Западной Сибири

НГО	Плотность, кг/м^3	Сера, %	Парафины, %	Фракция, выкипающая до 200°C	Углеводороды, %
Васюганская	(780,9–915,5)/ 842,7 (67)	(0,06–0,76)/ 0,32 (67)	(0,59–10,05)/ 3,60 (50)	(12–60)/ 31 (67)	(78,91–98,53)/ 92,86 (67)
Каймысовская	(821,0–905,6)/ 861,6 (35)	(0,30–1,92)/ 0,67 (35)	(1,80- 7,60)/ 3,52 (33)	(6–41)/ 24 (35)	(66,45–94,14)/ 87,88 (35)
Красноленинская	(824,8–860,0)/ 845,1 (5)	(0,19–0,40)/ 0,30 (3)	(4,19–5,00)/ 4,47 (3)	(15–32)/ 23 (5)	(91,87–96,85)/ 94,38 (5)
Надым-Пурская	(802,0–926,8)/ 834,6 (134)	(0,05–0,47)/ 0,22 (125)	(1,37–9,19)/ 4,11 (101)	(13–68)/ 34 (134)	(84,86–100)/ 95,51 (132)
Пайдугинская	810; 810; 830	0,40; 0,70; 0,30	5,30; 8,70; 2,50	44; 41; 31	96,50; 96,80; 91,40
Приуральская	(819,0–881,2)/ 847,4 (27)	(0,12–1,05)/ 0,42 (26)	(2,69–6,64)/ 4,38 (24)	(9–37)/ 24 (27)	(74,31–94,77)/ 91,23 (27)
Пур-Тазовская	(808,8–895,9)/ 834,2 (33)	(0,02–0,23)/ 0,09 (32)	(2,52–11,63)/ 5,37 (16)	(4–50)/ 30 (33)	(82,08–98,96)/ 95,74 (33)
Среднеобская	(816,2–909,4)/ 861,6 (163)	(0,16–3,96)/ 0,95 (158)	(0,75–12,98)/ 3,06 (147)	(3–43)/ 23 (160)	(62,12–98,90)/ 91,18 (160)
Фроловская	(815,3–973,5)/ 858,7 (30)	(0,08–1,65)/ 0,63 (23)	(1,82–4,27)/ 3,12 (21)	(6–34)/ 21 (30)	(80,24–97,88)/ 90,97 (30)
Гыданская	840,0; 822,0	0,13; 0,13	4,20; 4,00	18; 19	97,66; 97,53

Примечание: (минимум–максимум)/ среднее значение (количество определений)

Следовательно, наиболее подходящим сырьем для производства топлив разных видов являются нефти на севере Западной Сибири с более высокими товарными качествами. С другой стороны, диапазон применимости нефтей Среднего Приобья значительно шире – они являются ценным сырьем для углубленной нефтепереработки. Следует отметить, что региональные закономерности изменения характеристик нефтей из верхнеюрских отложений, из батского резервуара (J_2) [3] и из берриас-готеррривских (K_1) [4] залежей очень близки.

Наблюдаемые тренды в распределении физико-химических характеристик нефтей хорошо соотносятся с региональными закономерностями катагенеза органического вещества, современных пластовых температур и с зональностью фазового состояния углеводородных флюидов Западной Сибири [1, 2, 5]. Соответственно свойства исследованных нефтей в первую очередь контролируются катагенными и миграционными (главным образом, фазово-ретро-

градными) факторами. Вместе с тем высокие концентрации парафинов в нефтях, локализованных главным образом на севере Западной Сибири, вероятнее всего, обусловлены значительным вкладом в состав исходного нефтематеринского органического вещества молекулярных остатков растительного происхождения [6]. Это указывает на унаследованность по крайней мере высокомолекулярной углеводородной части таких нефтей от террагенного органического вещества нижне-среднеюрских нефтематеринских пород [1, 2].

Список литературы:

1. Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К., Сурков В. С., Трофимук А. А., Эрвье Ю. Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975, 679 с.

2. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн / под ред. А. Э. Конторовича. Новосибирск, 1994, 201 с.

3. Казаненков В. А., Фурсенко Е. А., Шапорина М. В. Закономерности изменения физико-химических свойств нефтей и конденсатов из залежей тюменской и малышевской свит Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2018, Т. 13, № 2 [Электронный ресурс]. URL: https://doi.org/10.17353/2070-5379/12_2018

4. Борисова Л. С., Косяков Д. В., Красавчиков В. О., Фурсенко Е. А. Региональные закономерности изменения физико-химических свойств нефтей нижнего мела (берриас-готерив) Западной Сибири// Геология нефти и газа, 2011, № 5, С. 56–63.

5. Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011, 331 с.

6. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The biomarker guide. Cambridge: Cambridge University Press, 2005, 704 p.

УДК 553.982+004.93
DOI 10.48612/sibprint/pn81-dkbv-1kt6 https://doi.org/10.48612/sibprint/pn81-dkbv-1kt6

Ретроспективный анализ результатов поисково-оценочного бурения как инструмент повышения успешности ГРР[1]

Л. Б. Хазин[1], М. О. Беляев[1], А. Д. Трубникова[2], Ю. Г. Еремин[1]

[1] Филиал ООО «РН-ГИР» в г. Москве – Центр технических компетенций ИГиРГИ
[2] Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова

Аннотация. В работе рассмотрены результаты создания математической модели, прогнозирующей успешность поискового бурения локальных объектов на основе ретроспективного анализа ГРР в регионе Волго-Уральской провинции за последние 15 лет. Для анализа использовался комплекс количественных характеристик геометрических и сейсмооценочных параметров 334 объектов. В ходе анализа выявлены ключевые факторы, оказывающие влияние на результат. При построении модели использовались библиотеки, позволяющие получать высокую точность результата в условиях ограниченных выборок.
Ключевые слова: Волго-Уральская провинция, нефтеносность, поисковое бурение, перспективные объекты, машинное обучение

Retrospective analysis of prospective drilling as a tool for increasing the success of exploration works

L. B. Khazin[1], M. O. Belyaev[1], A. D. Trubnikova[2], Yu. G. Eremin[1]

[1] Branch of «RN-GIR» LLC in Moscow – Central of Technical Competence IGiRGI
[2] Lomonosov Moscow State University

Abstract. This paper examines the results of developing a mathematical model for predicting the success of exploratory drilling at local objects based on a retrospective analysis of geological exploration in the Volga-Ural province over the past 15 years. A set of quantitative characteristics of the geometric and seismic assessment parameters of 334 objects was used for the analysis. The analysis identified key factors influencing the results, and libraries enabling high accuracy in limited sample sizes were used in constructing the model.
Keywords: Volga-Ural province, oil potential, exploratory drilling, prospective objects, machine learning

Актуальность. В ходе длительной истории изучения и эксплуатации нефтеносных районов и постепенной выработки их ресурсной базы неизбежна переориентировка геолого-разведочных работ (ГРР) на все более мелкоамплитудные и менее перспективные объекты опоискования. Снижение шансов на открытие новых крупных месторождений, особенно в зрелых нефтедобывающих провинциях, требует проведения оптимизации планов ГРР, заключающейся в снижении количества неуспешного поискового бурения и разработки новых подходов к оценке вероятности существования структуры, а также характера ее флюидонаполнения.

За последние 20 лет было выполнено достаточное количество работ, посвященных математической оценке перспектив нефтеносности локальных объектов, в которых использован метод вероятностно-статистического прогнозирования [1,2,3,4,5]. По мере развития и повсеместного внедрения в различные области аналитики алгоритмов машинного обучения, появилась возможность провести аналогичные прогнозы на более современном уровне, комбинируя различные методики для достижения наилучшего результата с учетом специфики исходных данных.

Материалы и методы. Объектом исследования послужили изученные поисковым бурением потенциально нефтеносные структуры, расположенные на территории региона Вол-

[1] © Л. Б. Хазин, М. О. Беляев, А. Д. Трубникова, Ю. Г. Еремин, 2026

го-Уральской провинции, подготовленные к глубокому бурению по результатам проведения 3D сейсморазведочных работ (СРР). Временной диапазон ретроспективного анализа составил около 15 лет. Согласно собранному материалу, за этот интервал добывающим обществом было пробурено 48 структур, расположенных в различных структурно-фациальных зонах. Под структурой в анализе принималась совокупность всех объектов, выделенных при интерпретации СРР по каждому отражающему горизонту, формирующими единое нефтеперспективное структурно-геологическое тело. В ходе работ анализировались собственно отчеты по СРР, обоснования для постановки бурения и результаты бурения. Для анализа данных использован ансамблевый классификатор на основе алгоритмов машинного обучения. Верификация модели выполнена на 25% (84 объекта) от всего объема данных при стратифицированном разбиении.

Результаты. Результатом первого шага проведенной работы послужил датасет количественных характеристик каждого объекта, описывающих геометрические, пространственные и сейсмооценочные признаки объектов (рис. 1).

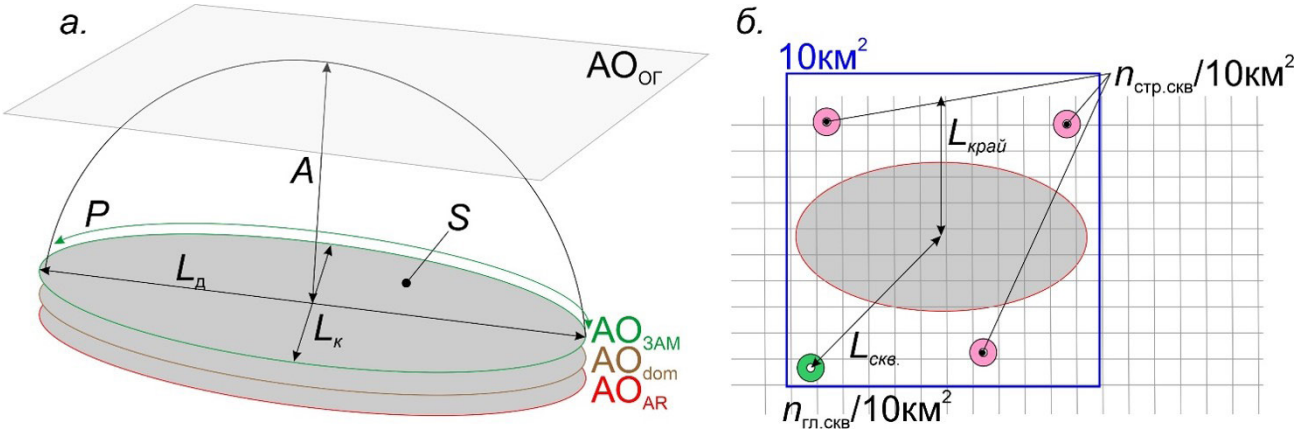


Рисунок 1. Схема количественной оценки геометрических и пространственных признаков; а – перспективных объектов, б – сейсморазведочных работ.

$L_д$ – длинная ось, $L_к$ – короткая ось, *S* – площадь, *P* – периметр, *A* – амплитуда, *AO* – абсолютная отметка: *ог* –кровли ОГ, *зам* – последней замкнутой, *dom* – кровли доманикового горизонта, *AR* – кровли фундамента, $n_{стр.скв.}$/10км² – плотность структурных скважин, $n_{гл.скв}$/10км² – плотность глубоких скважин, $L_{скв.}$ – расстояние до ближайшей глубокой скважины, $L_{край}$ – расстояние до края съемки

В качестве сейсмооценочных признаков в анализе использованы кратность съемки, размер бина и оценка точности структурных построений, причем последний рассматривался по двум вариантам – отчет по интерпретации СРР и как 10% от глубины абсолютной отметки кровли перспективного объекта. Также были рассчитаны комбинированные признаки – $L_д/L_к$, *A*/*точность стр. построений*, *S*/*P*, $AO_{ог}/AO$[Δdom-AR](глубинный градиент).

Итоговый датасет представляет из себя таблицу из 24 колонок (признаков) и 334 строк (объектов). Каждому объекту присвоено значение «неуспех» (0) или «успех» (1) в зависимости от результата бурения, в результате чего получена структура с четко выраженным дисбалансом классов (69 положительных и 265 отрицательных, соотношение 1:3,8). Объектам, выделенным по результатам интерпретации СРР, но не опробованным в ходе бурения, присвоено значение «неуспех», как априори бесперспективным.

На следующем этапе с целью выявления наиболее значимых признаков было произведено ранжирование 26 переменных (исходные и производные) методом ExtraTreesClassifier, алгоритмом на основе ансамбля случайных деревьев, в котором важность каждого признака определена способностью эффективно разделять продуктивные и непродуктивные структуры при последовательном ветвлении дерева решений; отбор – по медианному порогу важности (медиана = 0,0212), что сократило количество признаков до 16 переменных (рис. 2).

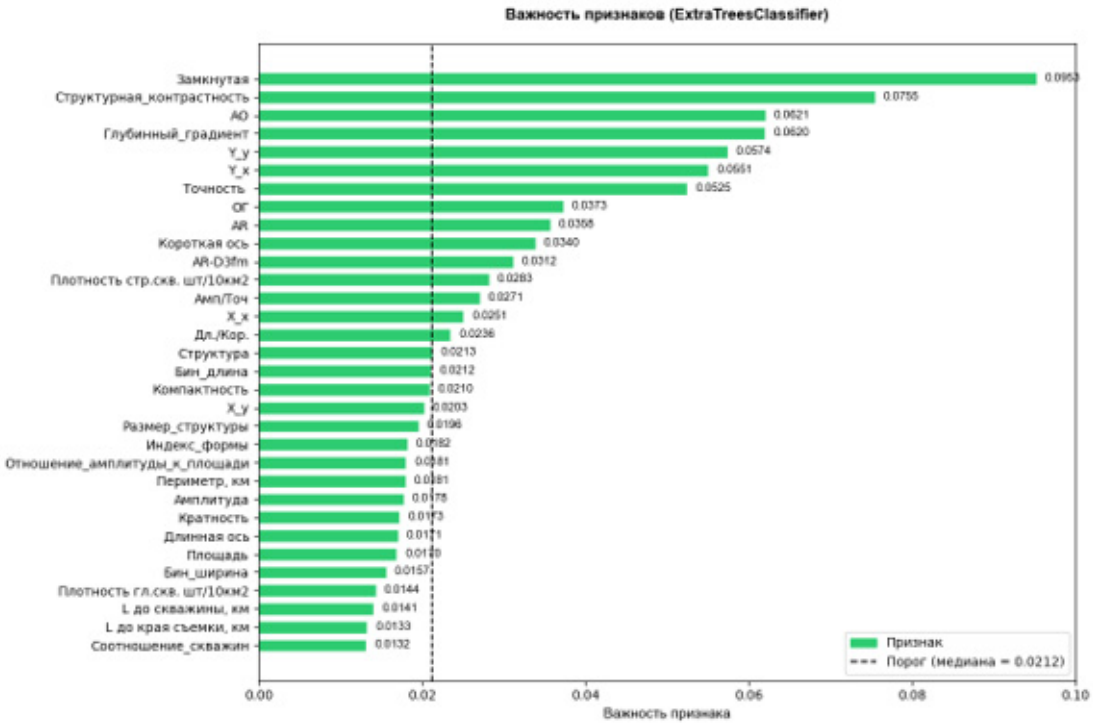


Рисунок 2. Важность признаков (ExtraTreesClassifier). Порог отбора — медиана = 0,0212

Согласно полученным результатам, наибольший вклад в конечный результат вносят: признак «$АО_{зам}$» (АО последней замкнутой, 0,095) – ключевой структурный критерий нефтеносности ловушки, $АО_{ог}$ (абсолютная отметка кровли объекта, 0,621) а также производный признак – «$АО_{ог}/АО$(Δdom-AR)» (0,062), увязывающий воедино толщину осадочного слоя и глубину залегания основной нефтематеринской толщи региона – доманикового горизонта (рис. 2).

Для проведения машинного обучения генеральная совокупность автоматически поделена на обучающую и тестовую выборки в соотношении 3:1 с учетом генетической приуроченности объектов – разные объекты одной структуры не должны попасть в различные выборки. В качестве классификатора был применен ансамбль мягкого голосования (soft VotingClassifier), объединяющий библиотеки CatBoost, XGBoost, LightGBM и RandomForest с весами 4:3:3:2 [6]. Смещение весов в пользу градиентного бустинга (Catboost) обусловлено эффективностью на малых табличных наборах данных, в то время как RandomForest включен как регуляризующий компонент ансамбля. Дисбаланс классов устранен методом SMOTE, позволяющий генерировать новые синтетические данные для миноритарных классов. После балансировки соотношение «неуспех»/«успех» составило 198:118.

При создании модели машинного обучения был заложен постулат, что ложноположительная ошибка (неверное предсказание успеха) экономически более значима, чем ложноотрицательная (предсказание неуспеха при успехе), так как первое грозит экономическими потерями, а второе только пропущенной залежью. Исходя из этого предположения, был подобран порог классификации $P^{1.7}$ x $R^{1.2}$ (Precision x Recall), что обеспечивает жёсткий штраф за ложноположительные прогнозы. Оптимальное значение $p^* = 0{,}8735$ получено путем перебора всех возможных пороговых значений на тестовой выборке и выборе того, при котором метрика ($P^{1.7}$ x $R^{1.2}$) достигает максимума. В результате вышеуказанного, в работе была реализована трёхуровневая логика принятия решений: «бурить» ($p^* \geq 0{,}87$), «требует дополнительных исследований» ($0{,}60 \leq p^* \leq 0{,}87$) и «не бурить» ($p^* < 0{,}60$).

Верификация модели выполнена на независимой стратифицированной тестовой выборке (25% данных, 84 объекта), с сохранением исходного соотношения классов. Из пяти объектов, рекомендованных к бурению, четыре являются истинно положительными – доля успешных объектов 80% при единственном ложном срабатывании. Семь объектов отнесены к зоне не-

определенности («требует дополнительных исследований»), среди которых шесть реально отрицательных и одна пропущенная залежь – что подтверждает корректность введения промежуточной категории.

Полученная модель была проанализирована по нескольким метрикам, при пороге p^* = 0,8735 получены следующие значения: Precision = 0,800; Recall = 0,235; F1 = 0,364; ROC-AUC = 0,794. Пониженные значения *Recall* и *F1score* являются прямым следствием консервативного порога и отражают заложенный в модель приоритет точности над полнотой в соответствии с экономическими ограничениями задачи, в то время как метрика *ROC-AUC* в диапазоне 0,7-0,9 является показателем работоспособной модели.

Выводы. В результате пообъектного ретроспективного анализа 334 объектов построена математическая модель, способная прогнозировать успешность поискового бурения в 80% случаев на независимой тестовой выборке при единственном ложном срабатывании. Наибольший вклад в прогноз нефтегазоносности вносит «$АО_{зам}$» (АО последней замкнутой, 0,095), $АО_{ог}$ (абсолютная отметка кровли объекта, 0,621), а также производный признак – «$AO_{ог}/AO$(Δdom-AR)» (0,062)

Предложенный подход способствует формализации процедуры ранжирования локальных перспективных объектов и обоснованно выделяет приоритеты для включения в программу ГРР. В совокупности с экспертной геологической оценкой, предложенная модель способна минимизировать риски неуспешности поискового бурения. Дальнейшего повышения точности модели можно добиться с помощью расширения географии исследований, а также внедрения инструментов интерпретации прогнозов на уровне отдельных объектов для геологического обоснования рекомендаций модели.

Список литературы:

1. Галкин С.В. Вероятностный прогноз геологических рисков при поисках месторождений нефти и газа. М., Книжный мир, 2009, 221 с.

2. Галкин В.И., Козлова И.А., Растегаев А.В., Ванцева И.В., Кривощеков С.Н., Воеводкин В.Л. К методике оценки перспектив нефтегазоносности Соликамской депрессии по характеристикам локальных структур // Нефтепромысловое дело, 2010, №7, с. 12-17

3. Соснин Н.Е. Разработка статистических моделей для прогноза нефтегазоносности (на примере терригенных девонских отложений Северо-Татарского свода) // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело, 2012, №5, с. 16-25

4. Кривощеков С.Н., Галкин В.И., Волкова А.С. Разработка вероятностно-статистической методики прогноза нефтегазоносности структур // Нефтепромысловое дело, 2010, №7, с. 28-31

5. Южаков А.Л. Применение многоуровневого вероятностно-статистического моделирования при прогнозе нефтегазоносности структур на примере юга Пермского края // Недропользование, 2022, т. 22, №4, с. 165-170

6. Hastie, T. The Elements of Statistical Learning: Data Mining, Inference, and Prediction / T. Hastie, R. Tibshirani, J. Friedman. – 2nd ed. – New York : Springer, 2009. – 745 p.4.

7. Ke G. et al. LightGBM: A Highly Efficient Gradient Boosting Decision Tree // NeurIPS. 2017. Vol. 30. P. 3149–3157.

УДК 665.6.03:665.7.033.28:543.42
DOI 10.48612/sibprint/8m6v-8f3e-m2fa https://doi.org/10.48612/sibprint/8m6v-8f3e-m2fa

Селективная химическая деструкция асфальтенов тяжелых нефтей[1]

Т. В. Чешкова

Институт химии нефти СО РАН, Томск

Аннотация. Комплексом методов (элементный анализ, селективная химическая деструкция, хроматомасс-спектрометрия) изучена молекулярная структура асфальтенов тяжелых палеозойских нефтей Ашальчинского, Усинского и Нурлатского месторождений (пермь, пермо-карбон, девон). Определен состав фрагментов, связанных в молекулах асфальтенов эфирными и сульфидными мостиками.

Ключевые слова тяжелые нефти, асфальтены, химическая деструкция, состав фрагментов

Selective chemical degradation of heavy oil asphaltenes

T. V. Cheshkova

Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, Tomsk

Abstract. The molecular structure of asphaltenes from heavy Paleozoic oils of the Ashalchinsky, Usinsky, and Nurlatsky fields (Permian, Permo-Carbon, and Devonian) was studied using a combination of methods (elemental analysis, selective chemical destruction, and chromatographic mass spectrometry). The composition of fragments bound in asphaltene molecules by ether and sulfide bridges was determined.

Keywords: heavy oils, asphaltenes, chemical degradation, fragment composition

Введение. В условиях истощения запасов лёгких нефтей и перехода нефтегазовой отрасли на переработку тяжёлого сырья доля высокомолекулярных гетероатомных компонентов неуклонно растёт. Высокое содержание смолисто-асфальтеновых веществ существенно осложняет процессы добычи, транспортировки и каталитической переработки тяжёлых нефтей, провоцируя коксообразование, дезактивацию катализаторов и формирование устойчивых отложений. В связи с этим детальное изучение молекулярной архитектуры асфальтенов, в частности состава и характера связей структурных фрагментов через гетероатомные мостики, приобретает фундаментальное и прикладное значение. Такие данные необходимы для разработки достоверных моделей строения макромолекул, оптимизации технологий облагораживания тяжёлого сырья и создания эффективных методов его углублённой переработки. В настоящей работе представлено сравнительное исследование молекулярной структуры асфальтенов тяжёлых палеозойских нефтей Ашальчинского (I), Усинского (II) и Нурлатского (III) месторождений, различающихся геологическим возрастом вмещающих отложений. С применением метода селективной химической деструкции сульфидных и эфирных связей в комплексе с современными физико-химическими методами анализа выявлены особенности состава связанных фрагментов в зависимости от условий её генезиса.

Согласно данным таблицы 1, наибольшим содержанием асфальтенов характеризуются нефти Нурлатского месторождения (11,9 мас. %) и Усинского месторождений (11,2 мас. %). Из сравнения физико-химических характеристик выделенных асфальтенов следует, что асфальтены девонской нефти III (А-III) характеризуются самой низкой средней молекулярной массой (1226 Да) и наибольшим содержанием серы (7,38 мас. %), а асфальтены пермской нефти I (А-I) и пермо-карбоновой нефти II (А-II) – более высокое значение средней молекулярной массы (1405 и 1655 Да) и содержание кислорода. Минимальная концентрация серы отмечена в А-II, а минимальная концентрация кислорода - в А-III. По содержанию азота асфальтены тяжелых нефтей практически не различаются. В то же время характер распределения углерода и водо-

[1] © Чешкова Т. В., 2026.

рода свидетельствует, что исследуемые асфальтены различаются по степени алифатичности ($H/C_{ат}$), которая возрастает в ряду А-I, А-II, А-III. Выявленные различия в физико-химических характеристиках исследуемых асфальтенов отражают особенности генезиса исходных нефтей и, вероятно, обусловлены различиями в термобарических условиях формирования залежей, а также в составе органического вещества. Эти факторы оказывают определяющее влияние на молекулярную архитектуру полярных нефтяных компонентов [1].

Таблица 1. Характеристика асфальтенов тяжелых нефтей

Образец	Содержание в нефти, % мас.	Средняя молекулярная масса, а.е.м.	Содержание, % мас.			H/C_{at}
			N	S	O	
А-I	6,40	1655	1,52	5,41	5,58	1,04
А-II	11,2	1405	1,23	3,77	8,01	1,06
А-III	11,9	1226	1,65	7,38	3,60	1,18

Методом селективной химической деструкции [2] показано, что в структуре А всех исследуемых нефтей присутствуют фрагменты, связанные через сульфидные и эфирные мостики. Для А пермской и пермо-карбоновой нефтей выход растворимых в н-C_6 продуктов деструкции эфирных связей существенно выше, чем продуктов десульфуризации и составляет соответственно 73.87 и 19.5 % для молекул А-I и 58.55 и 16.8 % для молекул А-II (рис. 1). Для А девонской нефти содержание растворимых продуктов деструкции эфирных и сульфидных связей сопоставимо и составляет 38.60 и 37.86%, соответственно. При этом в структуре А нефти I доля фрагментов, связанных как через эфирные, так и через сульфидные мостики максимальная.

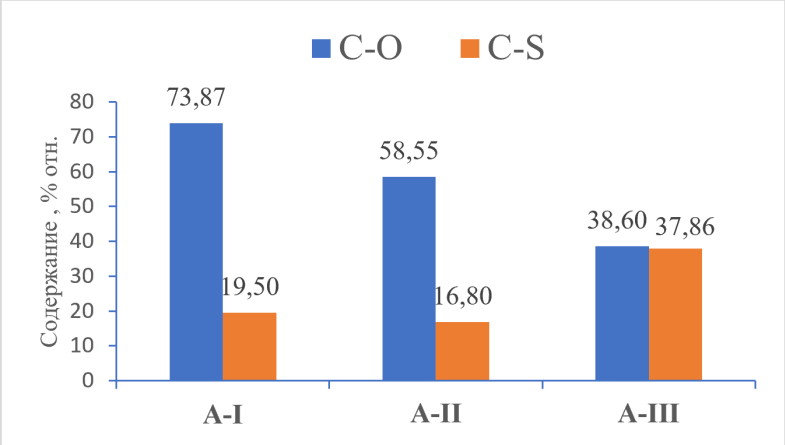


Рисунок 1. Выход растворимых в н-C_6 продуктов разрушения C-S и C-O связей в молекулах асфальтенов нефтей Ашальчинского (А- I), Усинского (А-II), Нурлатского (А- III) месторождений

Среди фрагментов, связанных в молекулах всех А как эфирными, так и сульфидными мостиками, установлены насыщенные и ароматические УВ и гетероорганические соединения (ГОС), однако набор идентифицированных «серосвязанных» фрагментов много шире, чем «эфиросвязанных».

Во всех случаях в составе «связанных» фрагментов идентифицированы нормальные и разветвленные алканы, алкилциклопентаны, алкилциклогексаны, стераны, терпаны, алкилбензолы, алкилтолуолы, нафталины, фенантрены. При этом в структуре А нефти I и А нефти III одни и те же представители насыщенных и ароматических УВ характеризуются большим числом атомов углерода в основной цепи или в алкильных заместителях по сравнению с А нефти II.

Особенностью молекул А нефти II является присутствие в составе их «серосвязанных» фрагментов более широкого спектра ароматических УВ (АУ). Среди них установлены C_0–C_2

флуорантены, пирены, C_0–C_2 трифенилены, хризены, C_0–C_2 перилены, бензофлуорантены, бензо[a]пирены, C_0–C_2 бензо[g,h,i]перилены, дибензохризены и C_0–C_1 дибензопирены.

Среди гетероорганических соединений продуктов разрыва S-C связей и C-O связей молекул А нефти I идентифицированы дибензотиофен и его C_1–C_3 алкилпроизводные, среди ГОС продуктов разрыва S-C связей и C-O связей молекул А нефти II – алкилтиофены состава C_{14}-C_{22}, дибензотиофен, ряд алифатических кислот от C_{14} до C_{18} и этиловые эфиры алифатических кислот состава C_{16}–$C_{20.}$ В продуктах деструкции А нефти III в составе ГОС идентифицированы только этиловые эфиры алифатических кислот состава C_{16}–C_{20} в продуктах разрыва C-O связей.

Следует отметить, что при достаточно высоком содержании в асфальтенах общего азота (см. табл. 1), в продуктах деструкции C-S и C-O связей исследуемых А не были обнаружены азоторганические соединения нейтрального (производные карбазола) и основного характера (производные пиридина). Поэтому можно предположить, что перечисленные компоненты не связаны с ядром молекул асфальтенов сульфидными или эфирными мостиками, а находятся, главным образом, в их конденсированных полициклических блоках или связаны между собой и с другими структурными фрагментами по бифенильному типу, метиленовым мостиком или короткими (2–5 атомов углерода) полиметиленовыми звеньями.

Список литературы:

1. Mullins, O. C.; Sabbah, H.; Eyssautier, J.; Pomerantz, A. E.; Barre, L.; Andrews, A. B.; Ruiz-Morales, Y.; Mostowfi, F.; McFarlane, R.; Goual, L.; Lepkowicz, R.; Cooper, T.; Orbulescu, J.; Leblanc, R. M.; Edwards, J.; Zare, R. N. Advances in Asphaltene Science and the Yen-Mullins Model// Energy Fuels, 2012, v.26, n.7, p.3986–4003.

2. Peng, P.; Morales-Izquierdo, A.; Hogg, A.; Strauaz, O. P. Molecular Structure of Athabasca Asphaltene: Sulfide, Ether, and Ester Linkages // Energy Fuels, 1997, v.11 n.5, p.1171–1187.

УДК 550.83
DOI 10.48612/sibprint/1kud-u9u9-nbab https://doi.org/10.48612/sibprint/1kud-u9u9-nbab

Способы картирования перспективных объектов тюменской свиты по данным сейсморазведки 2D и 3D в Среднем Приобье Западной Сибири[1]

С. И. Шулик[1], А. В. Иванчик[1], С. Р. Бембель[1], Т. Б. Умаров[2]

[1]ТО «СургутНИПИнефть», Тюмень
[2]НГДУ «Лянторнефть», Сургут

Аннотация. Одним из основных методов прогнозирования участков повышенной продуктивности объекта ЮС2 на территории Среднего Приобья в Западной Сибири является сейсморазведка. В зависимости от метода сейсморазведочных данных 2D или 3D применяются разные способы выделения перспективных объектов.
Ключевые слова: сейсморазведка, тюменская свита, перспективные объекты.

Ways to map prospective targets of the tyumen suite based on 2D and 3D seismic data in the middle Ob Region of Western Siberia

S. I. Shulik[1], A. V. Ivanchik[1], S. R. Bembel[1], T. B. Umarov[2]

[1]TD «SurgutNIPIneft», Tyumen
[2]OGPD «Lentorneft», Surgut

Abstract. One of the main methods for predicting areas of increased productivity of an object tyumen suite in the Middle Ob region (Western Siberia) is seismic exploration. Depending on the type of seismic data – 2D or 3D – different techniques are applied toidentify prospective targets.
Key words: seismic exploration, tyumen formation, prospective objects.

В настоящее время, когда практически все основные продуктивные залежи пластов неокома в пределах Западно-Сибирской платформы разведаны и разбурены, для поддержания добычи углеводородов (УВ) необходимо разрабатывать залежи, представленные более сложнопостроенными коллекторами, например, залежи регионально нефтеносного пласта ЮС2. Этот пласт является одним из продуктивных нефтеносных объектов Западной Сибири, приурочен к верхней части тюменской свиты среднеюрского возраста [1, 2].

Одним из основных методов прогнозирования участков повышенной продуктивности объекта ЮС2, коллекторы которого характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), является сейсморазведка, исследованиями которой покрыта вся территория. При этом подавляющая территория Западной Сибири покрыта в основном данными сейсморазведочных работ МОГТ 2D.

Поиск перспектив пласта ЮС2 по материалам 2D сейсморазведки осложняется низкой латеральной разрешенностью сейсмических данных. При этом морфология поверхности, распределение линз коллекторов и ФЕС пласта ЮС2, залегающего на глубинах около 3 км, отличается сложным строением, особенно при континентальном генезисе. Наибольшей прогнозной способностью для поиска перспективных объектов в этом интервале обладают материалы 3D сейсморазведочных работ МОГТ.

Пласт ЮС2 стратиграфически приурочен к кровле тюменской свиты, является базальным горизонтом верхнеюрской морской трансгрессии и датируется келловейским возрастом. Пласт имеет сложное, линзовидное строение. По фациальному признаку пласт ЮС2 разделен на два: ЮС2/1 и ЮС2/2. Вверх по разрезу пласта ЮС2 происходит смена континентальных условий образования на прибрежную трансгрессивную равнину.

Коллекторы пласта ЮС2 приурочены к палеоруслoвым системам и представлены пропластками песчаников и алевролитов с частым переслаиванием. Мощности однородных кол-

[1] © С. И. Шулик, А. В. Иванчик, С. Р. Бембель, Т. Б. Умаров, 2026

лекторов незначительные. По материалам сейсморазведки МОГТ 2D можно выделить только крупные фациальные области, например, речные долины непосредственно на отдельных профилях, без достоверного пространственного картирования палеообъектов вне профилей.

В докладе приведены результаты переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных МОГТ 2D и 3D, который находится на территории сочленения Фроловской мегавпадины и Сургутского свода. Выделенные перспективные объекты подтверждены результатами оперативного бурения скважин.

Для представления об условиях формирования пласта ЮС2, определения крупных фациальных зон и возможных перспектив были привлечены региональные палеогеографические карты центральных и южных районов Западно-Сибирского бассейна. Анализ данных показал, что рассматриваемый участок приурочен к континентальным осадкам, что говорит о перспективах отложений коллекторов пласта ЮС2 в основном руслового генезиса, и только в самых палеопогруженных областях в кровле пласта присутствуют мелководно-морские отложения, что подтверждается скважинными данными.

Параллельно с интерпретационным сопровождением обработки сейсмических данных был выполнен анализ архивных материалов МОГТ 2D по площади исследований и соседним участкам. За основу был принят структурный фактор, т.к. все ранее выявленные залежи УВ приурочены к положительным структурам. Проанализированы все локальные структуры, как с выявленными залежами нефти, так и с обводненными коллекторами или с их отсутствием в разрезе пласта ЮС2. По результатам анализа определены такие сейсмические индикаторы, как «уменьшение» или «рассеивание амплитуд», отсутствие контрастной границы в интервале отражающего горизонта ОГ Т, что может указывать на наличие флюида (рис. 1).

Нужно отметить, что перед изучением динамических характеристик отраженной волны, приуроченной к пласту ЮС2, необходимо учесть негативные факторы вышележащих объектов, непосредственно влияющих на волновую картину в интервале пласта ЮС2.

Основным фактором является контрастная акустическая граница верхнеюрских отложений, снижающих энергию и частотный состав упругих волн в нижележащих среднеюрских интервалах. Кроме того, часто в Среднем Приобье Западной Сибири встречаются участки с так называемым «аномальным разрезом» верхнеюрских отложений.

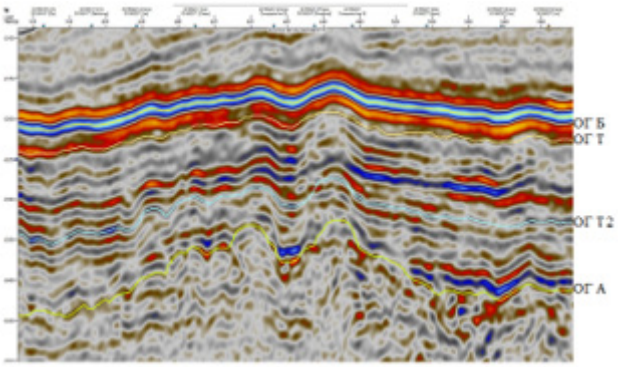


Рисунок 1. Фрагмент временного разреза через локально поднятие в интервале юрских отложений

За счет близкого расположения к интервалу пласта ЮС2 все амплитудные аномалии, приуроченные к верхнеюрским отложениям, отображаются и на ОГ Т, приуроченному к пласту ЮС2. Кроме этого, временные аномалии прослеживаются и проявляются в кинематическом поле отраженных волн таким образом, что затруднительным становится проведение и палеоанализа.

Участок исследований на сочленении Фроловской мегавпадины и Сургутского свода имеет «нормальное» строение верхнеюрских отложений. Тем не менее их суммарная мощность составляет в самых палеопогруженных местах около 70 метров, а на Сургутском своде – около 30 метров, что также сказывается на динамических характеристиках ОГ Т. При одних

и тех же параметрах полевых сейсморазведочных работ частотный состав юрских отложений в пределах территории Фроловской мегавпадины будет существенно ниже.

Прогноз перспективных участков пласта ЮС2 выполнен в процессе обработки сейсморазведочного материала. Анализ изменения структурного плана с уточнением и выявлением локальных структурных объектов проведен после завершения переобработки всех данных. По результатам работ было рекомендовано изменение местоположения проектной скважины, а по материалам ее бурения выполненный прогноз был подтвержден. Так, структурные построения по данным переобработки на основании нового бурения подтвердились.

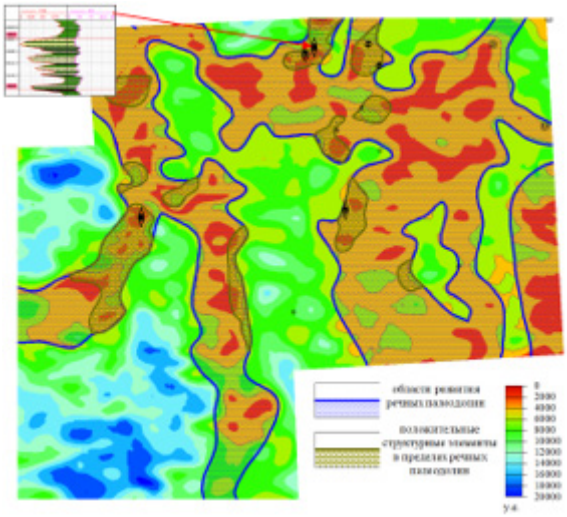


Рисунок 2. Схема среднеквадратичных амплитуд в интервале ОГ Т+10 мс по данным псевдокуба 3D, полученного интерпретационном комплексе «Геоплат» по 2D данным

Одним из наиболее важных показателей эффективности выполненных построений и прогноза нефтеносности пласта ЮС2 на участке исследований является вскрытие скважиной (с учетом уточнения ее местоположения) эффективных нефтенасыщенных толщин в интервале пласта ЮС2 мощностью 7 м, что подтверждается данными керна и ГИС.

По результатам бурения нескольких поисково-разведочных скважин и углубленных до пласта ЮС2 эксплуатационных скважин на участке работ выявлены различные уровни ВНК по залежам пласта ЮС2, что свидетельствует о перспективности выявленных по материалам переобработки и анализа сейсмических материалов прогнозируемых локальных поднятий на различных структурных уровнях.

При расчете по 2D данным псевдокуба 3D была получена схема распространения речных палеодолин, которые хорошо коррелировались с палеодолинами, выявленными ранее по временным разрезам. Участки «палеодолин» характеризуются низкими значениями амплитуд и попадают в область прогнозной залежи, что подтверждается выполненным бурением скважины (рис. 2). Кроме этого, по результатам визуального анализа временных разрезов, одним из признаков продуктивности пласта ЮС2 в районе выявленных локальных поднятий на участке работ является наличие косослоистых фаз с эрозионным срезом в кровле доюрского основания (рис. 3). По всей вероятности, подобные участки представляют собой пути миграции фракций УВ и образования залежей при встрече первых флюидоупоров [1-2].

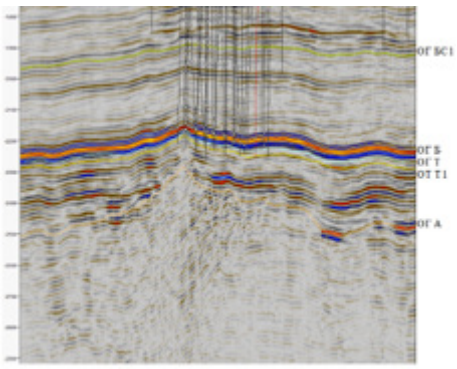


Рисунок 3. Фрагмент временного разрез через залежь пласта ЮС2 с характерным эрозионным срезом в кровле доюрского основания

При анализе материалов 3D сейсморазведки появляется возможность картирования составных частей речных палеодолин. Так, на рисунке 4 представлен палеосрез амплитудной декомпозиции с выделением палеорусла с видимыми косами. При сопоставлении перспективных объектов со структурным фактором выполнен прогноз перспективных ловушек, что подтверждается наличием скважиной информации.

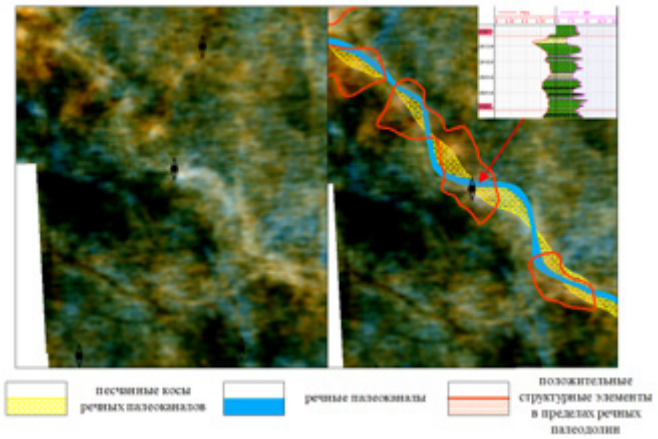


Рисунок 4. Схема амплитудной декомпозиции с вынесенными элементами речной палеосистемы

В докладе представлены материалы, демонстрирующие важность интерпретационного сопровождения обработки / переобработки сейсморазведочных данных, включая архивные и региональные сейсмические данные, на основании которых, с учетом возможностей данных сейсморазведки МОГТ 2D и 3D, возможно выделять и картировать перспективные объекты в интервале верхней части тюменской свиты, показаны возможности и перспективы повышения эффективности прогноза структурных и фациальных построений по данным сейсморазведки.

Список литературы:

1. Бембель, С. Р. Поиск и картирование продуктивных объектов на западном склоне Сургутского свода / С.Р. Бембель, К.А. Костеневич, М.Ю. Федоров // Нефтяное хозяйство, 2012. – №8. – С. 8–13.

2. Бембель, С. Р. Перспективы выделения продуктивных участков в юрских отложениях на площадях Фроловской нефтегазоносной области /С.Р. Бембель, Р.М. Бембель, Р.В. Авершин, В.А. Корнев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 2018. – №4. – С. 7–14.

УДК 550.8
DOI 10.48612/sibprint/hn2m-kehk-5gam https://doi.org/10.48612/sibprint/hn2m-kehk-5gam

Потенциал юго-востока России на природный водород: анализ и перспективы поиска на примере опорного профиля 3-ДВ[1]

М. И. Эпов, Е. А. Мельник, А. С. Сальников

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

Аннотация. Водород как чистый энергоноситель признан многими странами, включая Россию, что делает актуальной проблему поиска природного водорода в земных недрах. Отсутствие классификации диагностических признаков водородоносности требует интегральных подходов на основе сочетания геологических, геофизических, геохимических методов и технологий обработки данных. В работе анализируется распределение водорода и глубинных газов в подпочвенном слое южного участка профиля 3-ДВ для выявления геолого-геофизических аномалий глубинного строения и разработки диагностических признаков оценки водородного потенциала.
Ключевые слова: Природный водород, литосферные плиты, Сибирская платформа и ее складчатое обрамление, разломы, миграционные пути, глубинные ловушки, многомасштабные геолого-геофизические данные, газовая геохимическая съемка.

The potential of southeastern Russia for natural hydrogen: analysis and prospects for finding by the example of the 3-DV reference profile

M. I. Epov, E. A. Melnik, A. S. Salnikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. The use of hydrogen as an environmentally friendly energy carrier is recognized by many countries, including Russia, which makes the finding for natural hydrogen in the Earth's interior an urgent issue. The lack of classification of diagnostic features of hydrogen potential requires integrated approaches based on a combination of geological geophysical and geochemical methods along with data processing technologies. The paper analyzes the distribution of hydrogen and deep gases in the subsurface layer of the southern section of profile 3-DV to identify geological and geophysical anomalies of the deep structure and to develop diagnostic features for assessing hydrogen potential.
Keywords: Natural hydrogen, lithospheric plates, Siberian platform and its folded framing, faults, migration paths, deep traps, multiscale geological and geophysical data, gas geochemical survey.

Значительный вклад в развитие отечественной геологии внес академик А.А. Трофимук, открытия которого позволили выявить крупные нефтегазоносные провинции и заложить основы изучения газогидратов, изменив представления о мировых запасах углеводородов [13, 14]. Эти идеи стимулировали современный интерес к природному водороду как перспективному энергоресурсу, способному расширить сырьевую базу [7].

Природный водород встречается в разнообразных геологических обстановках на суше, в морях и океанах. Разведка ведется в Мали, Австралии, США, Бразилии и европейских странах. В Мали с конца 1980-х годов действует единственная скважина, случайно открывшая при поисках воды месторождение природного водорода [1]. В 2023 году в Российской Федерации водород официально признан полезным ископаемым.

Без раскрытия деталей сообщается о находках высокодебитных скоплений природного водорода в различных геолого-тектонических условиях [1-3]. Особая активность отмечается в Австралии, Китае, США и Испании, где приняты государственные стратегии развития водородной энергетики. В России районы поисков охватывают Сибирскую платформу, Бай-

[1] © М. И. Эпов, Е. А. Мельник, А. С. Сальников, 2026
Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2026-0050.

кальскую рифтовую зону, Приангарье и другие зоны с разной перспективностью [6, 7]. Формируется комплекс диагностических признаков [4]. Водородная дегазация наиболее активна на границах литосферных плит дивергентного и конвергентного типов, а также на древних платформах в зонах их сочленения со складчатыми сооружениями. Зональным критерием служит сопряжение трапповых покровов с породами повышенного водородогенерационного потенциала. Соленосные толщи и долеритовые силлы выступают надежными флюидоупорами, как показано на примере малийского месторождения под долеритовым экраном. Локальными признаками являются выбеленные круги на поверхности, повышенные концентрации сероводорода, образование магнетита и пирротина, а также обратная зависимость содержания водорода и метана в газовых смесях.

Значительные различия в накоплении природного водорода по сравнению с традиционными углеводородами требуют разработки новой методологии поисков с интеграцией геологических, геофизических и геохимических методов. Понимание генетических факторов – источников, путей миграции, резервуаров, ловушек и покрышек позволяет подойти к практическому поиску месторождений. За последние двадцать лет на опорных геолого-геофизических профилях получены обширные материалы, одним из которых является профиль 3-ДВ протяженностью около 2900 км от Сковородино до залива Шелихова [9]. Он пересекает Евразийскую, Амурскую и Охотоморскую литосферные плиты.

Опорный профиль 3-ДВ выполнен в 2008–2014 годах и состоит из четырех участков. В работе рассматривается только южный участок протяженностью около 700 км, пересекающий Аргуно-Мамынский микроконтинент, Монголо-Охотский и Селенга-Становой орогенные пояса, Становую гранит-зеленокаменную и Алданскую гранулит-гнейсовую области Алдано-Станового щита, а также Пристановую складчато-надвиговую зону [5]. Методика включает комплекс сейсмо- грави- магнито- и электроразведки с ведущими методами МОГТ, ГСЗ, КМПВ и МТЗ, дополненными геохимическим опробованием подпочвенных отложений [10].

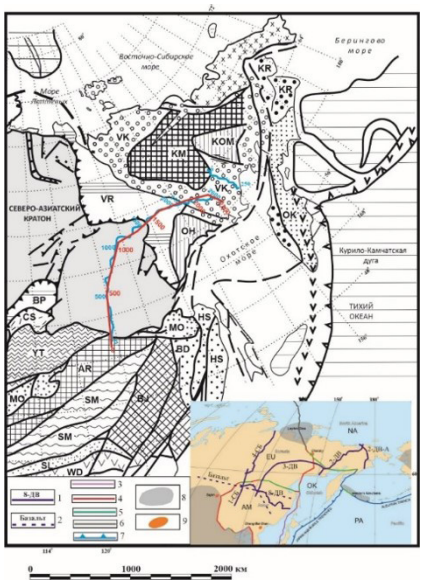


Рисунок 1. Опорный геолого-геофизический профиль 3-ДВ (красным цветом показан профиль ГСЗ, синим цветом – профиль МОГТ) на «Карте кратонов и орогенных поясов Центральной и Северо-Восточной Азии» [8]

Условные обозначения: AR – Аргунский супертеррейн; MO – Монголо-Охотский позднепалеозойско-раннемезозойский орогенный пояс; VR – Верхоянский складчато-надвиговый пояс; VK – Верхояно-Колымский позднеюрско-раннемеловой орогенный пояс; OH – Охотский супертеррейн. (На врезке границы пересекаемых опорными профилями крупнейших литосферных плит по [Tectonic…, 2018]: NA – Северо-Американской; EU – Евразийской; AM – Амурской; OK – Охотоморской; PA –Тихоокеанской. 1 – опорные профили и их названия; 2 – геотраверсы и их названия; 3 – континентальная / океаническая конвергентная граница; 4 – граница континентального разлома / океанический спрединговый хребет; 5 – континентальный / океанический трансформный разлом; 6 – границы несубдуктивных плит; 7 – зона субдукции; 8 – орогены; 9 – основная / второстепенная горячая точка).

Обработка газогеохимических данных вдоль южного участка выявила вариации концентраций водорода (H_2) и метана (CH_4), а также коэффициента восстановленности (($CO+H_2+CH_4$)/CO_2) и коэффициента глубинности $К_{глуб.}=(H_2/CH_4)$ [10]. Наиболее высокие средние содержания водорода отмечены в Аргуно-Мамынском микроконтиненте, где аномалии связаны с Южно-Тукурингрским разломом и интрузиями основного состава. В Монголо-Охотском поясе фоновая концентрация умеренная из-за латерального сжатия, препятствующего миграции газов. В Селенга-Становом поясе две крупные аномалии приурочены к пересечениям с разломами и интрузиями базитов. Зона Джелтулакского разлома характеризуется низким фоном, но отдельные аномалии достигают 2400 мг/кг с высоким коэффициентом глубинности, указывая на сквозькоровый характер структуры. В Становой гранит-зеленокаменной области высокие концентрации водорода связаны с Гилюйским разломом и Сергачинской зоной. В Иликанском блоке многочисленные мелкие аномалии обусловлены густой сетью даек. В Центрально-Алданском массиве и Чульманском прогибе аномалии приурочены к Южно-Якутской системе разломов, хотя фон в прогибе снижен из-за сорбционных свойств угленосных толщ. В Иенгрском блоке (Якокутская и Куранахская впадины) повышенный фон водорода коррелирует с зонами Хаирского, Эльконского и Русского разломов, а также магматическими комплексами ультраосновного состава.

Сопоставление геохимических аномалий [10] с глубинным строением по геолого-геофизическим данным [11, 12] показывает, что основные источники водорода связаны с мантийными и коровыми процессами. Мантийные источники предполагаются в зонах активных транскоровых разломов, таких как участки Джелтулакского, Сергачинского, Гилюйского и Южно-Тукурингрского разломов, где наблюдаются низкоомные зоны, уходящие в мантию по данным МТЗ, и мантийные окна по МОГТ. Коровая генерация возможна в офиолитах Аргуно-Мамынского микроконтинента и перидотитах пиканского комплекса. Смешанные источники характерны для Южно-Якутской системы. Резервуарами могут служить метапесчаники, сланцы, гнейсы и кристаллосланцы древних серий, а также низкоскоростные тела по данным сейсмотомографии. В Чульманском прогибе угленосные толщи выступают эффективными покрышками при низком метаморфизме. В районах Хаирского, Эльконского и Русского разломов экранирующую роль играют венд-нижнекембрийские доломиты и глинистые известняки. Высокоплотные тела долеритов и траппов также способствуют экранированию.

Анализ подтверждает, что аномалии приурочены преимущественно к зонам разломов с мантийными корнями в обстановках как сжатия, так и растяжения. Повышенные значения коэффициента глубинности указывают на активную дегазацию из мантии. Для точного выделения зон аккумуляции и покрышек рекомендуется дополнительная обработка сейсмических данных с использованием двумерной инверсии и анализа рассеянной компоненты, что позволит построить уточненные глубинно-скоростные модели и дифракционные изображения зон разуплотнения.

Таким образом, геолого-геофизические данные на опорном профиле 3-ДВ демонстрируют значительный водородный потенциал юго-востока России, особенно в зонах глубинных разломов и древних щитов. Выделенные диагностические признаки позволяют планировать дальнейшие поисковые работы, включая детальные геохимические и геофизические исследования для оценки ресурсной базы природного водорода.

Список литературы:

1. Prinzhofer A., Cissé CS. T., Diallo A.B. Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali) // International Journal of Hydrogen Energy, 2018, v. 43(42), p. 19315–19326.

2. Rezaee R. Assessment of natural hydrogen systems in Western Australia // International Journal of Hydrogen Energy, 2021, v. 46, No 66, p. 33068–33077.

3. Shinohara H. Volatile flux from subduction zone volcanoes: Insights from a detailed evaluation of the fluxes from volcanoes in Japan // Journal of Volcanology and Geothermal Research, 2013, v. 268, p. 46–63.

4. Абукова Л.А. Природный водород как полезное ископаемое: состояние проблемы в России // сборник трудов III Всероссийской конференции «Физико-технические проблемы добычи, транспорта и переработки органического сырья в условиях холодного климата», 2024, № 1, с. 14–17.

5. Диденко А.Н., Ефимов А.С., Нелюбов П.А., Сальников А.С., Старосельцев В.С., Шевченко Б.Ф., Горошко М.В., Гурьянов В.А., Заможняя Н.Г. Структура и эволюция земной коры области сочленения Центрально-Азиатского складчатого пояса и Сибирской платформы: профиль Сковородино – Томмот // Геология и геофизика, 2013, т. 54, № 10, с. 1583–1599.

6. Исаев В.П., Пастухов Н.П. Зоны дегазации природного водорода на востоке Сибирской платформы // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сборник трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН, Москва, 2022, с. 337–339.

7. Ларин В.Н. Современная дегазация водорода на Русской платформе // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический, 2007, т. 82, № 5, с. 91.

8. Парфенов Л.М., Берзин Н.А., Ханчук А.И., Бадарч Г., Беличенко В.Г., Булгатов А.Н., Дриль С.И., Кириллова Г.Л., Кузьмин М.И., Ноклеберг У., Прокопьев А.В., Тимофеев В.Ф., Томуртогоо О., Янь Х. Модель формирования орогенных поясов Центральной и Северо-Восточной Азии // Тихоокеанская геология, 2003, т. 22, № 6, с. 7–41.

9. Сержантов Р.Б., Кашубин С.Н., Эринчек Ю.М., Татаринов В.Ю., Мильштейн Е.Д. Глубинное геолого-геофизическое изучение недр России: современное состояние и основные задачи // Региональная геология и металлогения, 2013, № 53, с. 26–31.

10. Соболев П.Н., Такаев В.М., Мигурский Ф.А. Опыт применения газогеохимической съемки при создании опорного профиля 2 ДВ // Структура и строение земной коры Магаданского сектора России по геолого-геофизическим данным: Сб. науч. тр. Новосибирск, Наука, 2007, с. 93–99.

11. Старосельцев В.С., Сальников А.С., Шевченко Б.Ф., Соболев П.Н., Гурьянов В.А., Заможняя Н.Г., Яковлев Д.В. Глубинная модель очага влияния на генерацию флюидов по результатам исследований на профиле 3-ДВ Сковородино – залив шелихова // 2-е Кудрявцевские Чтения – Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа. Москва, ЦГЭ, 2013, с. 297–301.

12. Суворов В.Д., Мельник Е.А., Павлов Е.В. Сейсмические неоднородности верхней и всей коры Алдано-Станового щита (профиль 3-ДВ) // Геодинамика и тектонофизика, 2023, т. 14, № 1, с. 1–14.

13. Трофимук А.А. Нефтегазоносность Сибирской платформы // Геология и геофизика, 1960, вып. 7, т. 1, с. 3–11.

14. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П. Газогидраты – новые источники углеводородов // Природа, 1979, вып. 1, с. 18–27.

УДК 553.98
DOI 10.48612/sibprint/5ef9-ruf8-8n6b https://doi.org/10.48612/sibprint/5ef9-ruf8-8n6b

Перспективы нефтегазоносности кембрийских рифовых комплексов в пределах Южно-Тунгусской нефтегазоносной области[1]

Г. Ю. Ядрин[1], Е. Н. Кузнецова[2]

[1] Новосибирский государственный университет
[2] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука, Новосибирск

Аннотация. Данная работа посвящена перспективам нефтегазоносности рифовых комплексов нижнего и среднего кембрия. В настоящей работе проведен анализ структурных построений по основным отражающим горизонтам, выполнено сейсмофациальное районирование изучаемой территории путем прослеживания границ распространения различных волновых типов. На временных разрезах выделены органогенные постройки и намечены перспективы нефтегазоносности рифовых комплексов моктаконского и таначи-дельтулинского уровней.
Ключевые слова: Южно-Тунгусская нефтегазоносная область, рифовые комплексы, сейсмокомплексы, сейсмофациальные зоны

Prospects for oil and gas potential of the Cambrian reef complexes within the South Tunguska oil and gas region

G. Y. Yadrin[1], E. N. Kuznetsova[2]

[1] Novosibirsk State University
[2] Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. This work is devoted to the prospects of oil and gas potential of the Lower and Middle Cambrian reef complexes. In this work, the analysis of structural constructions by the main reflecting horizons is carried out, and the seismofacial zoning of the studied area is performed by tracing the boundaries of the distribution of various wave types. Organogenic structures are highlighted on the time sections, and the prospects of oil and gas potential of the reef complexes of the Moktakon and Tanachi-Deltulinsky levels are outlined.
Keywords: South Tunguska oil and gas province; reef complexes; seismic complexes; seismic-facies zones.

Активизация сейсморазведочных работ в пределах Южно-Тунгусской НГО, проводимых с начала нулевых до середины десятых гг. XXI в., дала возможность применения современных сейсмических данных для изучения особенностей строения рифовых комплексов – объектов с доказанной перспективой обнаружения УВ скоплений.

В настоящей работе объектом исследования являются кембрийские рифовые комплексы моктаконской свиты и таначи-дельтулинской толщи. Перспективы нефтегазоносности доказаны открытием залежей углеводородов в данных отложениях на Моктаконском, Усть-Дельтулинском, Таначинском и Нижнетунгусском месторождениях.

В процессе проведения работ нижне-среднекембрийский разрез разделен на два сейсмокомплекса в связи с наличием двух уровней развития рифовых тел, проведены корреляция отражающих горизонтов и структурные построения по ним, выполнено сейсмофациальное районирование территории и выделены перспективные зоны развития органогенных построек на каждом уровне.

Интерпретация сейсмических материалов не позволяет построить кондиционную карту толщин моктаконской свиты и на ее основе выделить перспективные объекты, потому что кровля свиты не имеет четкого отражения на временном разрезе, так как вышележащие от-

[1] © Г. Ю. Ядрин, Е. Н. Кузнецова, 2026
Работа выполнена при поддержке проекта НИР № FWZZ-2026-0045

ложения имеют схожую скоростную характеристику. Подобная ситуация наблюдается и для таначи-дельтулинской толщи, где ее подошва не имеет четкого сейсмического отражения. Поэтому данные отложения исследовались в пределах более крупных интервалов – сейсмокомплексов: усольско-толбачанского и урицко-зеледеевского.

По результатам корреляции отражающих горизонтов построены карты по структурным поверхностям, ограничивающим сейсмокомплексы, а также карты толщин самих сейсмокомплексов. Так как на территории исследования широко развит трапповый магматизм [1], для восстановления строения разреза до внедрения интрузий строились карты толщин сейсмокомплексов, свободных от траппов.

В рамках сейсмофациального районирования проводился анализ волновой картины на сейсмических разрезах. В результате анализа волновой картины для урицко-зеледеевского сейсмокомплекса выделено два типа разреза: первый характеризуется малоинтенсивным и низкоамплитудным пакетом отражений и связан с достаточно однородной таначи-дельтулинской карбонатной толщей, а второй характеризуется амплитудной и интенсивной картиной, что связано с фациальным замещением данной толщи на известняковые и соленосно-доломитовые отложения. В дальнейшем прослеженные границы распространения волновых типов были объединены в сейсмофациальные зоны, хорошо коррелируемые с границами фациальных районов [2].

На временных разрезах выделены объекты по сейсмическому образу аномалии «затухающих отражений», соответствующего рифовым телам. Данные объекты обнаружены в пределах каждого сейсмокомплекса.

Перспективы таначи-дельтулинской толщи связаны с зоной развития барьерного рифа, который прослеживается вдоль границ сейсмофациальных районов в краевых частях карбонатных платформ по всей изучаемой территории и представлен вытянутыми полосами с шириной до 20 км (рис.). По аналогии с Непско-Ботуобинской антеклизой в забаровой части карбонатных платформ предполагается наличие обломочных шлейфов пород, сформированных за счет разрушения органогенных отложений [3].

В моктаконском уровне на временных разрезах выделено 17 одиночных органогенных построек. Они объединяются в линейные зоны, несвязанные с известными геологическими условиями их развития, а лишь связаны со степенью изученности территории. Анализ толщин усольско-толбачанского сейсмокомплекса и структурных планов его кровли и подошвы свидетельствуют об едином цикле осадконакопления и отсутствии значительных структурных перестроек в пределах сейсмокомплекса. На основе этого сделано предположение, что формирование моктаконских органогенных построек в условиях мелководного бассейна происходило повсеместно за исключением западной части района работ, где образование данных отложений происходило в условиях с повышенной соленостью (см. рис.).

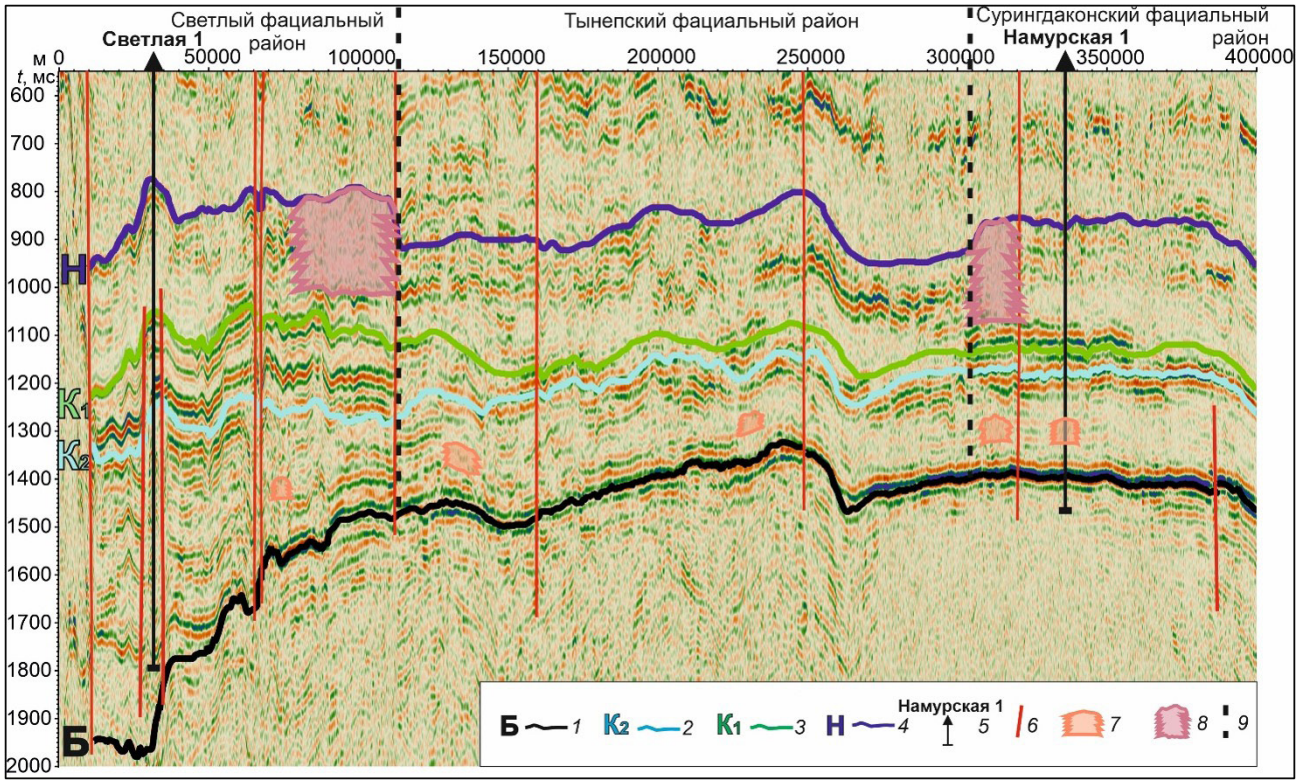


Рисунок. Выделение рифовых тел на региональном субширотном сейсмическом профиле

Условные обозначения: отражающие горизонты: 1 – кровля тэтэрской свиты, 2 – кровля бурусской свиты; 3 – кровля суринг даконской свиты; 4 – кровля таначинской свиты; 5 – скважины глубокого бурения; 6 – предполагаемые разрывные нарушения; 7 – моктаконские рифовые постройки; 8 – таначи-дельтулинский барьерный риф; 9 – границы фациальных районов.

Список литературы:

1. Хоменко, А. В. Влияние траппового магматизма на нефтегазоносность Тунгусского осадочного бассейна : Автореф . ... дис. д. г.-м. н. [Текст]/А. В. Хоменко. – Новосибирск, 1997. – 33 с.

2. Мельников Н. В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. – 146 с.

3. Постникова О.В. Особенности строения природного резервуара органогенных построек нижнего кембрия Непско-Ботуобинской антеклизы // Бюл. МОИП, отд.геол. – 1985. Т.60. – №4, С. 118–119.

УДК 552.578.2
DOI 10.48612/sibprint/g422-tn92-dkz6 https://doi.org/10.48612/sibprint/g422-tn92-dkz6

Литофации и нефтегазоносность визейских терригенных отложений центральной части Волго-Уральской НГП[1]

П. А. Ян[1], Л. Г. Вакуленко[1], А. В. Плюснин[2], Г. Н. Чапарова[2]

[1] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
[2]Передовая инженерная нефтяная школа, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск

Аннотация. Выделены литофации и разработана седиментационная модель визейских терригенных отложений на участке в центральной части Волго-Уральскной НГП. Показано, что самые продуктивные интервалы радаевско-бобриковского горизонта приурочены к литофациям фронта дельты и флювиальных каналов. Установлено, что тип фации определяет динамику дебита нефти, тогда как на темп обводнения существенное влияние оказывают гидродинамические и технологические факторы.
Ключевые слова: седиментология; нижневизейские отложения; Волго-Уральская НГП; прогноз коллекторов; динамика добычи

Lithofacies and Oil and Gas Occurrence of the Visean Terrigenous Deposits of the Central Part of the Volga-Ural Petroleum Province

P. A. Yan[1], L. G. Vakulenko[1], A. V. Plyusnin[2], G. N. Chaparova[2]

[1] Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
[2] Advanced Petroleum Engineering School, Almetyevsk State Technological University "Higher School of Oil," Almetyevsk

Abstract. Lithofacies have been identified and sedimentation model of Visean terrigenous deposits has been developed at a site in the central part of Volga-Ural petroleum province. It is shown that the most productive intervals of the Radaev-Bobrikov horizon are confined to the lithofacies of delta front and fluvial channels. It has been established that the type of facies reliably determines the dynamics of oil flow rate, while hydrodynamic and technological factors significantly influence the rate of flooding.
Keywords: Sedimentology; Lower Vizey; Volga-Ural petroleum province; reservoir forecast; production dynamics

Нижнекаменоугольные отложения Волго-Уральской НГП регионально нефтеносны и находятся под пристальным вниманием исследователей с середины 20-го века. Тем не менее, многие вопросы корреляции, условий и обстановок их формирования, закономерностей распределения коллекторов остаются актуальными и дискуссионными. Визейские терригенные отложения составляют один из основных нефтеносных комплексов. Для обеспечения эффективного поиска, разведки и разработки новых нефтяных залежей и месторождений необходимы достоверные данные о его структуре и прогноз распространения в нем коллекторов и флюидоупоров. В этом отношении проведение комплексных седиментологических исследований является необходимым этапом, поскольку они системно рассматривают осадочные комплексы с генетической и исторической позиций и с их помощью можно создавать прогностические модели объекта по ограниченному фактическому материалу. Объектом данной работы являются терригенные нижневизейские отложения, представленные радаевско-бобриковским горизонтом, вскрытым рядом скважин на участке 35х60 км в центральной часть Волго-Уральской НГП в прибортовой части крупной отрицательной структуры. Нижневизейские отложения с размывом залегают на турнейских морских известняках и с резкой границей перекрываются

[1] © П. А. Ян, Л. Г. Вакуленко, А. В Плюснин, Г. Н. Чапарова, 2026

морскими известняками алексинского горизонта (низы верхнего визе). Существенное влияние на строение визейских терригенных отложений и распределение в них коллекторов и нефтяных залежей оказали врезы в нижележащем турнейском карбонатном комплексе, которые выделяются по значительно увеличенным толщинам радаевско-бобриковских отложений.

Разрезы радаевско-бобриковских отложений отчетливо делятся на три группы: повышенной толщины (59 - 74 м), нормальной (8 - 16 м) и промежуточной (24 - 32 м). Первая группа скважин вскрывает радаевско-бобриковские отложения во врезах, вторая – на межврезовых участках, третья – на склонах врезов или во врезах небольшой амплитуды. Во врезах, непосредственно на турнейских известняках с размывом залегают радаевско-бобриковские отложения. Их нижняя часть представлена доминирующими песчаниками толщиной от 42 до 63 м. Песчаники мелко-, средне-мелкозернистые темно-коричневые и черные за счет сильного нефтенасыщения, преимущественно без видимой слоистости. Гранулометрический состав, относительно хорошая сортировка, низкая глинистость, значительные толщины и выдержанный состав указывают на стабильные активные гидродинамические условия, повышенную скорость осадконакопления. Эти тела образовывались в обстановках фронта дельты инерционного типа, развивающихся при незначительном воздействии волновых и приливно-отливных процессов и при достаточном аккомодационном пространстве приемного бассейна. В северном направлении во врезах нижняя часть радаевско-бобриковских отложений сменяется сходными песчаными толщами толщиной >50 м, но с характерной неравномерной пологой и косой слоистостью, частыми следами локальных размывов и уровнями с углистыми и глинистыми интракластами. Общее строение и вещественно-текстурные характеристики пласта позволяют уверенно интерпретировать его как отложения аллювиального конуса выноса, зажатого во врезе.

По мере заполнения врезов рельеф выравнивался, и в позднебобриковское время осадконакопление шло уже на всей рассматриваемой территории, включая вневрезовые участки. Эта часть разреза толщиной от 5 до 16 м, редко – до 25 м, представлена чередованием песчаных пластов и алевритоглинистых пачек, иногда (во врезовых зонах) - углистых пластов. Алевритопесчаные нефтенасыщенные пласты толщиной от менее 1 до 5 м сложены мелкозернистыми песчаниками, переходящими в крупнозернистые алевролиты с косой, пологоволнистой и горизонтальной слоистостью, образованной послойными вариациями в гранулометрическом составе и намывом углисто-глинистого материала. Формирование песчаных пластов с проградационным строением скорее всего происходило в обстановках фронта дельты. Резкие эрозионные нижние границы и прямая цикличность характерны для песчаников меандрирующих русел дельтовых и аллювиальных равнин, постепенно переходящих в алевритоглинистые, иногда, во врезовых и предврезовых участках – в углистые отложения межрусловых пространств. Эта часть визейского разреза является наиболее угленосной, здесь часто присутствуют углистые аргиллиты, прослои и пласты угля толщиной от первых десятков см до 3-5 м. В подчиненных количествах, но достаточно часто встречаются глинисто-алевритовые, иногда алеврито-песчаные биотурбированные прослои толщиной 0,5-2 м с характерным проградационным строением. Их формирование, вероятно, происходило в обстановках заливов, характерных для нижней части дельтовых равнин речного или смешанного типов. Для радаевско-бобриковского горизонта в целом характерно частое осложнение оползневыми нарушениями, особенно во врезах и на их склонах, где толщина таких отложений достигает 11 м, и они могут слагать до 30% радаевско-бобриковского разреза. В прикровельных частях бобриковского горизонта в преимущественно песчаных и алевритовых породах отмечена интенсивная мелкая биотурбация. В ряде случаев она сочетается с сильной кальцитизацией. Вероятно, этот уровень отражает начало тульской трансгрессии и, при должном обосновании, может служить репером.

Тульский горизонт в изученных скважинах имеет толщину от 7 до 23 м. Его общая последовательность соответствует режиму высокого стояния уровня моря с постепенной неравномерной проградацией прибрежных обстановок в сторону бассейна. Начало формирования горизонта отвечает этапу региональной трансгрессии, аргиллиты его нижней части являются

репером и региональным флюидоупором для коллекторов бобриковского горизонта. Их толщина в изученных скважинах изменяется от 3 до 8 м. В керне эта часть разреза представлена аргиллитами темно-серыми, в разной степени алевритистыми, обычно в разномасштабном чередовании с серыми глинистыми алевролитами. Породы часто тонкоплитчатые хрупкие трещиноватые, с зеркалами скольжения. Текстуры массивные, нечеткие горизонтально- и волнистослоистые, иногда со следами биотурбации. Отмечаются конкреции пирита разного размера, реже - пятнистая кальцитизация и уровни кальцитовых конкреций. Формирование этой части разреза происходило в обстановках дальнего шельфа – дистальной части среднего шельфа.

Таким образом, выполненные седиментологические исследования визейских отложений показали, что их формирование происходило в теплом гумидном климате, в широком спектре морских, переходных и континентальных обстановок. Латеральные и вертикальные литолого-фациальные последовательности были обусловлены наличием врезов и осложнены широким распространением оползневых явлений и тектонических нарушений. Елховский горизонт, присутствующий локально, представлен аргиллитами дальнего и среднего шельфа. Формирование радаевско-бобриковских отложений начиналось в условиях расчлененного рельефа. Заполнение врезов мощными существенно песчаными толщами на севере рассматриваемой территории происходило в условиях русел аллювиального конуса выноса. На юге нижняя часть радаевско-бобриковского горизонта во врезах представлена преимущественно отложениями фронта инерционной дельты с преобладающим речным влиянием. Характеристика обломочного материала указывает на среднюю степень зрелости существовавших речных систем. При этом, свойственные таким речным долинам развитые поймы и широкие дельтовые равнины в это время здесь не формировались из-за характера рельефа. Со временем рельеф выравнивался и верхняя часть бобриковского горизонта уже представлена отложениями дельт фрикционного типа, в которых, наравне с песчаными осадками фронта дельты и распределительных рукавов, значительное развитие получили отложения дельтовых заливов и межрусловых пространств, включая заболоченные марши, в которых происходило образование углей. В прикровельных частях бобриковского горизонта ряда скважин отмечены уровни интенсивной биотурбации осадков и развитие в них аутигенного минералообразования, что может быть связано с резким затоплением территории, прекращением поступления терригенного материала и формированием палимпсестовых осадков. Вероятно, эти уровни являются базальными для тульской региональной трансгрессии. В нижней части тульского горизонта распространена пачка аргиллитов толщиной 3-8 и более м, отвечающая этапу максимального морского затопления и являющаяся региональным флюидоупором. В изученных скважинах она представлена отложениями дальней и средней зоны шельфа. Вверх по разрезу они последовательно сменяются алевритовыми и песчаными отложениями предфронтальной зоны и прибрежных пляжево-баровых систем, доля которых возрастает в северном и западном направлениях, откуда шла проградация береговой линии. Имеющийся материал указывает на преимущественно волновой характер побережья с подчиненным влиянием приливно-отливных и штормовых процессов.

Пространственный анализ выявил чёткую приуроченность наиболее мощных и выдержанных коллекторов радаевско-бобриковского горизонта литофациям фронта дельты и песчаников флювиальных каналов. Нижняя часть тульского горизонта, сложенная глинистыми отложениями дальнего шельфа, представляет собой региональный флюидоупор. Проградирующие прибрежно-шельфовые песчаные коллектора верхней части тульского горизонта являются дополнительными объектами поиска.

Для сравнения показателей разработки различных литофаций были собраны и проанализированы данные добычи радаевско-бобриковского горизонта по скважинам нескольких месторождениях исследованного района. Была выполнена привязка литофаций, выделенных в разрезах скважин к данным добычи на каждую дату в соответствии с перфорированными интервалами. Показано, что 48% скважин ведет добычу из песчаников фронта дельты, 52% - из песчаников флювиальных дельтовых каналов. Установлено, что литофация песчаников фронта дельты имеет самые высокие значения как входных показателей разработки, так и накоплен-

ных. Сравнительный анализ параметров добычи выявил статистически значимые различия между основными продуктивными литофациями. Скважины, эксплуатирующие песчаники фронта дельты, демонстрируют более высокие (на 18%) начальные дебиты нефти и жидкости, но характеризуются ускоренным обводнением (средняя накопленная обводненность за 15 лет на 30% выше по сравнению с литофацией флювиальных каналов). Кластеризация временных рядов подтвердила, что обстановка осадконакопления коллектора является определяющим фактором динамики дебита нефти (песчаники фронта дельты – стабильная слаборастущая; песчаники флювиальных каналов – выраженное падение в первый год), тогда как на темп обводнения существенно влияют гидродинамические и технологические факторы (близость к ВНК, система разработки, история перфораций).

УДК 553.981/982:551.24.054
DOI 10.48612/sibprint/ttkn-z5av-3rrn https://doi.org/10.48612/sibprint/ttkn-z5av-3rrn

Геотермический режим Непско-Ботуобинской антеклизы[1]

Н. И. Яндола

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

Аннотация. Приведены результаты исследования геотермического режима недр Непско-Ботуобинской антеклизы. Выделены зоны пониженных (<1 °С/100 м), средних (1–1,5 °С/100 м) и повышенных (1,5–2,57 °С/100 м) геотермических градиентов. Минимальные значения пластовых температур соответствуют наиболее приподнятой части фундамента в пределах Непского свода и Мирнинского выступа, они закономерно возрастают в северном, восточном и южном направлении к бортам антеклизы.
Ключевые слова: геотермический градиент, пластовые температуры, многолетнемерзлые породы, Непско-Ботуобинская антеклиза, Сибирская платформа, Арктика.

Geothermal regime of the Nepa–Botuoba anteclise[1]

N. I. Yandola

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. The results of a study of the geothermal regime of the petroleum-bearing strata of the Nepa–Botuoba Anteclise are presented. Zones with low (<1 °C/100 m), moderate (1–1.5 °C/100 m), and high (1.5–2.57 °C/100 m) geothermal gradients were identified. The minimum reservoir temperatures correspond to the most uplifted part of the basement within the Nepa Arch and the Mirny Uplift. They increase systematically northward, eastward, and southward toward the margins of the anteclise.
Keywords: geothermal gradient, reservoir temperatures, permafrost, Nepa–Botuoba Anteclise, Siberian Platform, Arctic.

Введение. Геотермические условия являются одним из важнейших факторов, которые надо учитывать при прогнозировании нефтегазоносности территории на региональном и зональном уровнях. Температурный фактор играет важную роль в процессах катагенетического преобразования органического вещества, генерации и миграции углеводородов, а также в формировании и сохранности залежей нефти и газа. Кроме того, пластовые температуры определяют физико-химические свойства флюидов в недрах, включая вязкость нефти, фазовое состояние углеводородов и особенности гидрогеохимических процессов [1].

В настоящее время геотермические исследования широко применяются при оценке теплового режима нефтегазоносных комплексов, определении теплопроводности пород и расчёте глубинного теплового потока. Дополнительный интерес к данным исследованиям связан с возможностью практического использования термальных вод в качестве возобновляемого источника энергии [1, 2, 3, 4, 5].

Объектом исследования выступают подземные воды основных гидрогеологических подразделений Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА), расположенной на территории Иркутской области и Республики Саха (Якутия). В современном тектоническом строении она представляет собой крупную положительную структуру надпорядкового ранга, осложнённую двумя структурами первого порядка: Непским сводом и Мирнинским выступом.

Цель работы - выявление закономерностей формирования современного геотермического поля нефтегазоносных отложений Непско-Ботуобинской антеклизы на основе комплексного анализа пластовых температур, геотермических градиентов, и геокриологических условий.

---

[1] © Н. И. Яндола, 2026
Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта Министерства науки и высшего образования РФ FWZZ-2026-0047

Материалы и методы. Основу исследования составили геотермические данные по 301 скважине, расположенной в пределах 51 разведочной площади. Использовались результаты скважинной термометрии и точечных замеров пластовых температур. Привлекались материалы ранее составленных тематических карт, отражающих распределение геотермического градиента [6], теплового потока [7], температурных условий и распространения многолетнемёрзлых пород в пределах Сибирской платформы [8], гидрогеологического районирования [9] и др. Существенную роль сыграли исследования, выполненные сотрудниками Института мерзлотоведения им. П. И. Мельникова СО РАН, ИНГГ СО РАН, СНИИГГиМС и других организаций.

При построении карт пластовых температур для основных стратиграфических комплексов применялась методика, разработанная в 1960–1970-х гг. А. Э. Конторовичем, А. Р. Курчиковым, И. И. Нестеровым и Б. П. Ставицким. На первоначальном этапе был сформирован единый массив всех доступных геотермических данных, после чего проведена их оценка и разбраковка по степени достоверности. На основе отобранных материалов рассчитывались основные геотермические параметры разреза — геотермический градиент и геотермическая ступень, которые впоследствии использовались для геотермического районирования исследуемой территории.

Далее с использованием современных структурных карт по ключевым стратиграфическим горизонтам и регрессионных зависимостей между температурой и глубиной были построены цифровые сеточные модели. Обработка и интерполяция данных выполнялись в специализированных программных комплексах GridBuilder и GridMaster (разработка В. В. Лапковского, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН), а также в пакете GS Surfer. Полученные модели дополнительно корректировались по фактическим температурным замерам в скважинах.

На основании структурных построений и установленной зависимости пластовых температур от глубины ($T_{пл}$ = -3,25·0,01222H) были составлены карты геотермических градиентов и пластовых температур для кровли кристаллического фундамента, непского, тирского, даниловского и осинского горизонтов.

При составлении карт пластовых температур учитывалось влияние многолетнемерзлых пород, мощность которых вводилась в расчётную схему по следующей зависимости:

$$T_{пл_i} = \frac{(H_i - H_0)\Gamma}{100},$$

где $T_{пл_i}$ – пластовая температура в кровле сейсмокомплекса; H_i – глубина залегания отражающего горизонта; H_0 – глубина залегания подошвы многолетнемерзлых пород; Γ – средний геотермический градиент в скважине, ниже области развития криогенной толщи.

Геотермические условия. По значению геотермического градиента территорию исследования можно разделить на районы с повышенными (>1,5 °С/100 м), средними (1–1,5 °С/100 м) и пониженными (<1 °С/100 м) геотермическими градиентами (рис. 1, б). К району с пониженным градиентом относится Мирнинский выступ, где его значения изменяются от 0,40 °С/100 м в скважине Среднеботуобинская-1 до 0,85 °С/100 м в Среднеботуобинской-78. Средние градиенты отмечаются в северном, центральном и южном районах антеклизы. В целом их средние значения увеличиваются по направлению с северо-востока к северу, юго-западу и юго-востоку. Повышенные градиенты (1,50–2,57 °С/100 м) отмечаются на Дулисьминской, Верхнечонской, Кийской и Даниловской площадях в пределах Непского свода, а также на Тэтэрской и Ерменской площадях на востоке антеклизы.

Общие закономерности распределения пластовых температур сохраняются и в вышезалегающих горизонтах, так как их структурные планы во многом имеют унаследованный характер, а в истории их геологического развития отсутствуют события, которые могли бы значительно нарушить залегание и изменить устоявшийся температурный режим недр. Согласно исследованиям [10], при небольших перепадах глубин (которые имеют место на территории исследования) изменения пластовых температур во многом определяется литологической не-

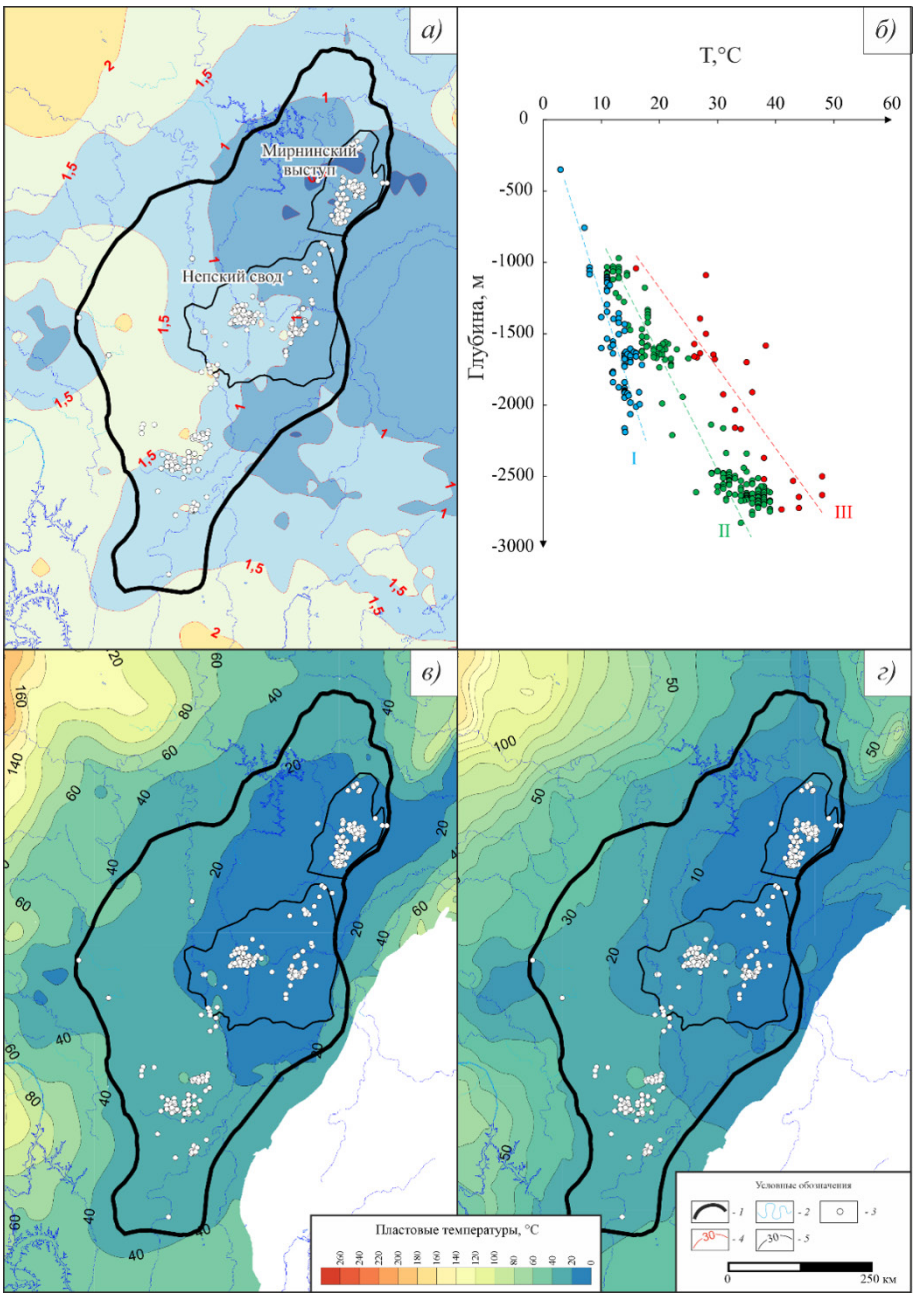


Рисунок 1. Карта средних геотермических градиентов (а), геотермическая зональность (б) Непско-Ботуобинской антеклизы, карты пластовых температур в кровле фундамента (в) и в осинском горизонте (г)

Условные обозначения: 1 – граница Непско-Ботуобинской антеклизы; 2 – гидросеть, 3 – глубокие скважины; 4 – средний геотермический градиент, °С/100 м, 5 – изотермы, °С. Геотермический градиент: I – пониженный, II – средний, III - повышенный.

однородностью разреза. Описываемые в работе [10] аргиллиты, алевролиты и песчаники подсолевой формации характеризуются низкими значениями теплопроводности и значительно более высокими значениями как средних, так и абсолютных пластовых температур.

Несмотря на крупные масштабы траппового магматизма на Сибирской платформе, в пределах НБА результаты этих процессов проявлены слабо, а его образования составляют около 3 % объема всего осадочного чехла и залегают стратиграфически выше изучаемых горизонтов, незначительно влияя на нефтегазоносность и геотермический режим недр [11].

Температуры в кровле кристаллического фундамента (рис. 1, в) в НБА характеризуются пониженными относительно других горизонтов значениями: и изменяются от 7–9 °С на Мирнинском выступе до 42 °С в зоне сочленения с Катангской седловиной. Также температуры до

40–42 °С фиксируются на юге территории в Междуреченской и Дулисьминской структурах. Следует отметить, что область пониженных температур (<20 °С) соответствует наиболее приподнятой части фундамента, что прослеживается и выше по разрезу.

В кровле непского горизонта минимальные значения (8–10 °С) отмечаются на Мирнинском выступе и закономерно возрастают в северном (до 28 °С), западном (до 42 °С) и южном (до 35 °С) направлениях.

В верхней гидродинамической зоне особое влияние на геотермический режим недр оказывают многолетнемерзлые породы, мощность которых местами достигает 350 м. Наиболее сильно их воздействие выражается в температурном режиме осинского (см. рис. 1, г) горизонта, где пластовые температуры в наиболее приподнятых частях снижаются до 5,5 °С, а максимальные значения на всей территории исследования не превышают 40 °С.

Заключение. Проведён комплексный анализ геотермических условий недр Непско-Ботуобинской антеклизы. Установлены пространственные закономерности распределения геотермических градиентов и пластовых температур, выделены области пониженных, средних и повышенных градиентов. Показано, что минимальные пластовые температуры приурочены к наиболее приподнятым участкам Непского свода и Мирнинского выступа, тогда как к бортам антеклизы наблюдается закономерное увеличение температур. Установлено существенное влияние многолетнемерзлых пород на температурный режим верхней части осадочного чехла. Полученные результаты уточняют представления о современном геотермическом поле Непско-Ботуобинской антеклизы и могут быть использованы при региональном прогнозе нефтегазоносности, геотермическом районировании и дальнейшем моделировании.

Список литературы:

1. Вожов В. И., Сурнин А. И. Закономерности распространения многолетнемерзлых пород на Сибирской платформе // Гидрогеология нефтегазоносных областей Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982., С. 5–16.

2. Гуревич А. Е., Капченко Л. Н., Кругликов Н. М. Теоретические основы нефтяной гидрогеологии. – Л.: Недра, 1972, 270 с.

3. Дьяконов Д. И. Геотермия в нефтяной геологии. М.: Гостоптехиздат, 1958, 278 с.

4. Мерзлотно-гидрогеологические условия Восточной Сибири. Под ред. П. И. Мельникова. Новосибирск: Наука, 1984, 192 с.

5. Фролов Н. М. Гидрогеотермия. М.: Недра, 1968, 316 с.

6. Тепловой режим недр СССР. Гл. ред. А. В. Пейве. – М.: Наука, 1970 – 228 с.

7. Каталог данных по тепловому потоку Сибири. Ред. А. Д. Дучков. Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1985, 82 с.

8. Геокриологические условия Западной Сибири, Якутии и Чукотки. Отв. ред. Н. А. Вельмина, Б. И. Втюрин. М.: Изд-во АН СССР, 1964, 139 с.

9. Дзюба А. А. Разгрузка рассолов Сибирской платформы. Новосибирск: Наука, 1984. – 156 с.

10. Бескопыльный В. Н. Зависимость геотермического поля от геологического строения и нефтеносности северо-восточной части Припятской впадины // Геология нефти и газа, 1973, № 11, С. 54-59

11. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Воробьев В.Н., Гребенкин Т.Я., Дробот Д.И., Зотеев А.М., Конторович А.Э., Ларичев А.И., Леонтович В.Б., Мандельбаум М.М., Матвеев В.Д., Мельников Н.В., Обухович Г.А., Рыбьяков Б.Л., Самсонов В.В., Старосельцев В.С., Сурков В.С., Трофимук А.А., Фрадкин Г.С., Фукс Б.А., Черский Н.В., Шамаль А.И., Шемин Г.Г. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР . Новосибирск: Наука, 1986, 246 с.

УДК 552.578.061.32:551.732(571.51)
DOI 10.48612/sibprint/m922-rtde-8fg4 https://doi.org/10.48612/sibprint/m922-rtde-8fg4

Оценка массы лабильной части керогена куонамской свиты кембрия Курейской синеклизы на начало мезокатагенеза[1]

Е. С. Ярославцева, Т. М. Парфенова, Л. М. Бурштейн, А. Н. Козырев

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

Аннотация. Проведено обоснование гохимической модели куонамской свиты и ее аналогов Курейской синеклизы, применимой при историко-геологической реконструкции. Представлена схема распределения исходной лабильной части керогена. Показано, что наибольшие массы характерны для северной и центральной частей исследуемой территории.
Ключевые слова: кероген, куонамская нефтегазопроизводящая толща, историко-геологическое моделирование, Сибирская платформа

Estimation of the labile kerogen fraction of the Kuonamka formation of the of Kureyka Syncline

E. S. Yaroslavtseva, T. M. Parfenova, L. M. Burshtein, A. N. Kozyrev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. For the use in historical-geological reconstruction the geochemical model has been substantiated for the Kuonamka Formation of the Kureika Syncline. The distribution scheme for the initial labile fraction of kerogen has been presented. It is shown that the greatest masses are presented in the northern and central part of the study area.
Keywords: kerogen, Kuonamka Formation, basin modelling, Siberian Platform

Введение. Курейская синеклиза является одним из крупнейших слабоизученных осадочно-породных бассейнов внутриконтинентальной территории Российской Федерации, с которым могут быть связаны значительные ресурсы углеводородов (УВ). Широкое применение в наши дни имеет оценка ресурсов УВ на основе историко-геологической реконструкции.

Исследования масштабов и динамики генерации УВ в осадочном чехле рассматриваемой территории ведутся еще со второй половины XX века и продолжаются в наши дни [1-4 и др.]. В докембрийской и палеозойской истории развития осадочного чехла Курейской синеклизы и смежных территорий неоднократно возникали условия, благоприятные для накопления обогащенных органическим веществом (ОВ) нефтегазопроизводящих толщ (НГПТ). Особенный интерес представляет кембрийский нефтегазовый комплекс, в котором роль НГПТ выполняет куонамская свита и ее аналоги нижне-среднекембрийского возраста [1, 5].

Историко-геологическая реконструкция предполагает формирование структурной и термической моделей, на основе которых выполняется восстановление истории погружения и прогрева осадочного чехла. Обоснование исходных (на начало мезокатагенеза) геохимических характеристик НГПТ (геохимическая модель) позволяет восстановить историю превращения ОВ в катагенезе.

Ключевыми параметрами геохимической модели, применяемой при оценке современного и остаточного генерационного потенциала керогена, являются содержание ОВ в породе, водородный индекс и кинетический тип керогена. Эти данные позволяют оценить массы лабильной части керогена (части ОВ, способной при катагенезе генерировать нафтиды) и определить стадийность генерации углеводородов и их фазовый состав.

---

[1] © Е. С. Ярославцева, Т. М. Парфенова, Л. М. Бурштейн, А. Н. Козырев, 2026
Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта № FWZZ-2026-0048 Государственной программы ФНИ

Обоснование геохимической модели куонамской свиты является результатом многолетних исследований, выполняемых коллективом ИНГГ СО РАН. Так, по результатам выполненного кинетического пиролиза оценено распределение генерационного потенциала керогена куонамской НГПТ по энергиям активации и обоснован тип керогена куонам-1 [6].

По результатам прямых замеров и с использованием качественных связей керн-ГИС сформированы схемы толщин обогащенных ОВ пород куонамской свиты и ее аналогов [7].

На основе этих материалов проведена оценка массы лабильной части керогена куонамской НГПТ на начало мезокатагенеза. Согласно полученным построениям, на начало мезокатагенеза наибольшие массы (свыше 9 т/м^2) лабильной части керогена отвечают центральной части Курейской синеклизы. Повышенные значения до 6-8 т/м^2 характерны для центральной части территории. Массы лабильной части керогена снижаются в направлении фациального замещения депрессионного куонамского комплекса мощными осадками Туруханской и Анабарской платформ и рифогенного пояса [8].

Список литературы:

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы /Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М. Недра, 1981. – 522 с.

2. Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Конторович А.А., Кринин В.А., Ларичев А.И., Ли Году, Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Фрадкин Г.С., Хоменко А.В. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 11. – С. 1676-1693.

3. Баженова Т.К. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего среднего кембрия Сибирской платформы / Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. М.: ВНИГНИ. – 2014. – 128 с.

4. Масленников М.А. Перспективы нефтегазоносности кембрийских барьерных рифовых систем Сибирской платформы в свете новых геолого-геофизических данных / Масленников М.А., Сухов С.С. Соболев П.Н., Наумова Е.Г., Процко А.Н., Ракитина И.В., Константинова О.Л. // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 29-50.

5. Бахтуров С.Ф., Евтушенко В.М., Переладов В.С. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. Новосибирск: Наука. – 1988. – 160 с.

6. Бурштейн Л.М., Дешин А.А., Парфенова Т.М., Ярославцева Е.С., Козырев А.Н., Сафронов П.И. Кинетические характеристики керогенов куонамского комплекса Нижнего и среднего кембрия сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2024. – Т. 65, № 1. – С. 133-150.

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

8. Сухов, С.С., Фомин А. М., Моисеев С. А. Палеогеография как инструмент реконструкции кембрийского рифообразования на Востоке Северо-Тунгусской нефтегазоносной области: от истории исследований к перспективам // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 3. – С. 8.

Алфавитный указатель авторов

Агалаков С. Е. 8, 12
Агеенков Е. В. 16
Александров А. Р. 20, 215, 260
Алферова А. А. 24
Ананьев С. В. 211
Антипов М. П. 87
Антонов Е. Ю. 28
Артюшков Е. В. 32
Астафьев Е. В. 8
Ахияров А. В. 206
Беляев М. О. 306
Бембель С. Р. 36, 313
Большакова М. А. 102, 227
Бондарева Л. И. 83
Бондаренко О. Г. 87
Бондаренко Г. Е. 87
Борисов Е. В. 40
Борисова Л. С. 44, 303
Бостриков О. И. 48
Бурдельная Н. С. 63
Бурухина А. И. 52, 55, 303
Буслов М. М. 58
Бурштейн Л. М. 135, 252, 332
Бушнев Д. А. 63
Вакуленко, Л. Г. 324
Валяева О. В. 142
Васильев В. Е. 128
Вахромеев А. Г. 77
Велюга Д. М. 95
Владимиров А. В. 66
Власова А. М. 48
Волгина Э. С. 70
Галин К. Р. 282
Гладышева К. А. 211
Глязнецова Ю. С. 73
Гончаров И. В. 191
Гордадзе Г. Н. 24
Горшков А. М. 299
Гресов А. И. 235
Губин И. А. 77
Данилова М. А. 77
Дердуга А. В. 128
Дзюбло А. Д. 83
Дмитриева Т. В. 87
Долганов А. А. 91, 287
Домрочева Е. В. 95
Дребот В. В. 95
Дуников Д.О. 186
Евтушенко М. И. 99
Еремин Ю. Г. 268, 306
Ерофеевская Л. А. 260
Жбанова С. С. 121
Жилина И. В. 83
Зотова П. Г. 102
Зуев П. И. 106
Иванчик А. В. 313
Ильин А. В. 158
Каламкаров С. Л. 282
Калинин А. И. 109
Карташевич А. А. 113
Касплер Д. В. 117
Катков В. Ю. 177
Квашин С. В. 268
Коваленко Е. Ю. 121, 125
Кожевников Н. О. 28
Козлова Е. В. 142
Козырев А. Н. 252, 332
Кондаков Е. А. 36
Константинова Л. Н. 70
Контява А. Е. 128
Коняев Д. Н. 128
Коровин М. О. 132
Космачева А. Ю. 135
Костырева Е. А. 138
Котик И. С. 142, 145
Котик О. С. 142, 145
Крутилина А. Д. 148
Кудин Д. В. 152
Кузнецов Р. О. 83
Кузнецова Е. А. 154
Кузнецова Е. Н. 321
Левин А. В. 77
Ленский К. Ю. 268
Лепокурова О. Е. 95
Логинова А. Д. 128
Лошакова И. Ф. 282
Лугинов Р. П. 249
Львова О. С. 73

Макарова Е. Ю. 102
Максимова А. А. 158
Мальцев В. В. 162
Мансурова К. И. 24
Мельник Е. А. 317
Мельник Д. С. 166
Мерзликина А. С. 128
Мин Р. С. 121
Мишенин М. В. 169
Мордасова А. В. 173
Муравьева А. А. 291
Нанов М. И. 152, 177
Немов В. Ю. 180
Нечаев О. В. 117, 211
Никитенко Б. Л. 223
Новиков А. Ю. 183
Новиков Д. А. 186
Новоселова М. Ю. 8
Обласов Н. В. 191
Осадчий И. В. 48
Остапенко Д. В. 194
Павлова К. А. 198
Парфенова Т. М. 3, 166, 201, 332
Патрикеев П. А. 206
Петров А. М. 211
Петров Д. М. 20, 215
Пещевицкая Е. Б. 223
Плюснин А. В. 324
Пляскина Н. И. 219
Попов А. Ю. 223
Попов П. П. 227
Попова Н. И. 73
Проворная И. В. 148, 231
Пронина Н. В. 145
Прохорова П. Н. 235
Пунанова С. А. 240
Развозжаева Е. П. 235
Рыжкова С. В. 303
Савичев К. С. 77
Сагаченко Т. А. 121
Саитов Р. М. 299
Сальников А. С. 317
Сауткин Р. С. 244, 264
Сафронов П. И. 135
Севостьянова Р. Ф. 249
Седых А. Н. 252
Семенова Ч. С. 249
Сибиряков Б. П. 256
Сибиряков Е.Б 256
Сивцев А. И. 20, 215
Сивцев С. И. 260
Смирнова Д. О. 264
Сотнич И. С. 138
Строчкова А. К. 268
Ступакова А. В. 173, 264
Суслова А. А. 272
Сухорукова К. В. 117
Тагров Н. Н. 275
Тимошина И. Д. 44, 279
Трубникова А. Д. 306
Умаров Т. Б. 313
Ухлова Г. Д. 282
Фадеева С. В. 191
Федорович М. О. 135
Филимонова И. В. 287
Фомин А. Н. 3, 135, 295
Фомин М. А. 299
Фомина Я. В. 291
Фурсенко Е. А. 52, 223, 279, 303
Хабаров А. Н. 48
Хазин Л. Б. 268, 306
Царёв В. В. 268
Чапарова Г. Н. 324
Чербакова Н. Н. 73
Чешкова Т. В. 194, 310
Шестакова Н. И. 40
Шулик С. И. 313
Шумскайте М. Й. 299
Эпов М. И. 317
Эфтор И. В. 191
Яблоков А. В. 162
Ядрин Г. Ю. 321
Ян П. А. 324
Яндола Н. И. 328
Янушенко Т. А. 299
Ярославцева Е. С. 332

Содержание

Предисловие 3

Агалаков С. Е., Астафьев Е. В., Новоселова М. Ю. Кайнозойская эрозия и покровные оледенения Западной Сибири – влияние на уплотнение пород 8

Агалаков С. Е. Углеводородный потенциал верхнемеловых надсеноманских отложений Западной Сибири 12

Агеенков Е. В. Возможности аквальной электроразведки для выделения скоплений газовых гидратов на пресноводной акватории оз. Байкал 16

Александров А. Р., Сивцев А. И., Петров Д. М. Перспективы нефтегазоносности Уджинского поднятия 20

Алферова А. А., Мансурова К. И., Гордадзе Г. Н. Происхождение углеводородов ряда адамантана C_{10}-C_{13} в кембрийских и докембрийских нефтях 24

Антонов Е. Ю., Кожевников Н. О. Оценка длительности выключения малого тока в петле, используемой в качестве источника первичного магнитного поля в импульсной индуктивной электроразведке 28

Артюшков Е. В. Западно-Сибирский осадочный бассейн. Погружение коры в результате уплотнения пород за счет проградного метаморфизма 32

Бембель С. Р., Кондаков Е. А. Уточнение геологических моделей нефтяных залежей доюрского комплекса восточной части Красноленинского свода по комплексу данных 36

Борисов Е. В., Шестакова Н. И. Характеристика продуктивных горизонтов $ЮЕ_2$-$ЮЕ_4$ малышевской свиты средней юры западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба 40

Борисова Л. С., Тимошина И. Д. Состав и структура керогена юрских отложений Новосибирской области 44

Бострикова О. И., Хабаров А. Н., Осадчий И. В., Власова А. М. Перспективы нефтегазоносности пермских отложений Анабаро-Хатангской седловины с учётом деструктивного влияния разломной тектоники и магматизма на скопления углеводородов 48

Бурухина А. И., Фурсенко Е. А. Опыт интерпретации результатов хромато-масс-спектрометрического анализа нефракционированных нефтей и конденсатов: создание библиотеки спектров и идентификация углеводородов C_3–C_8 52

Бурухина А. И. Органическая геохимия нефтей и конденсатов на севере Западной Сибири (полуостров Ямал) 55

Буслов М. М. Мезозойская тектоника Сибирской платформы: роль в миграции и аккумуляции углеводородов 58

Бушнев Д. А., Бурдельная Н. С. Органический природный водород – данные аналитического пиролиза доманикового керогена 63

Владимиров А. В. Особенности строения и перспективы нефтегазоносности доюрского породного комплекса в северо-восточной части Карабашской нефтегазоперспективной зоны (по данным бурения параметрической скважины Заозерная) 66

Волгина Э. С., Константинова Л. Н. Геологическое строение межсолевых продуктивных горизонтов кембрия Ангаро-Ленской ступени 70

Глязнецова Ю. С., Львова О. С., Попова Н. И., Чербакова Н. Н. Особенности биоремедиации нефтезагрязненных почв севера Красноярского края 73

Губин И. А., Вахромеев А. Г., Данилова М. А., Левин А. В., Савичев К. С. Картирование перспективных на гидроминеральное сырье объектов в межсолевых горизонтах кембрия Сибирской платформы 77

Дзюбло А. Д., Кузнецов Р. О., Бондарева Л. И., Жилина И. В. Методические аспекты построения моделей генерационно-аккумуляционных нефтегазовых систем южной части моря Лаптевых 83

Дмитриева Т. В., Бондаренко О. Г., Антипов М. П., Бондаренко Г. Е. Турбидитовые резервуары верхнемиоцен-плиоценового интервала осадочного разреза шельфа северо-восточного Сахалина 87

Долганов А. А. Уточнение стоимостного параметра при расчёте минимального стартового размера разового платежа за пользование участками недр с литиеносными промышленными водами 91

Дребот В. В., Велюга Д. М., Домрочева Е. В., Лепокурова О. Е. Использование данных о стабильных изотопах хлора ($\delta^{37}Cl$) для изучения источников его поступления в глубокие водоносные горизонты на площадях добычи угольного метана 95

Евтушенко М. И. Сиговский региональный резервуар западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и прилегающих территорий Западной Сибири 99

Зотова П. Г., Макарова Е. Ю., Большакова М. А. Органическое вещество верхнеюрских высокоуглеродистых толщ: состав, свойства и моделирование катагенетических преобразований 102

Зуев П. И. Применение метода радонометрии в зоне месторождения нефти «Грибное» 106

Калинин А. И. Юрский очаг генерации углеводородов на северном склоне Якутского свода 109

Карташевич А. А. Теоретико-методическая концепция региональных цепей создания стоимости в газовой отрасли 113

Касплер Д. В., Сухорукова К. В., Нечаев О. В. Сигналы электрического микрокаротажа в анизотропных отложениях Западной Сибири по результатам численного моделирования .. 117

Коваленко Е. Ю., Жбанова С. С., Сагаченко Т. А., Мин Р. С. Состав фрагментов, связанных через эфирные мостики в структуре смолистых компонентов, выделенных из продуктов термического разложения горючего сланца в сверхкритическом бензоле 121

Коваленко Е. Ю. Структурная организация смолисто-асфальтеновых компонентов растворимого органического вещества горючих сланцев 125

Коняев Д. Н., Контява А. Е., Логинова А. Д., Васильев В. Е., Дердуга А. В., Мерзликина А. С. Секвентная стратиграфия как инструмент повышения информативности результатов интерпретации геолого-геофизических материалов (пример по участку в Волго-Уральской НГП) 128

Коровин М. О. Оценка влияния пространственной неоднородности на разработку терригенных коллекторов 132

Космачева А. Ю., Сафронов П. И., Федорович М. О., Фомин А. Н., Бурштейн Л. М. Одномерное моделирование нефтегазовых систем в разрезе скважин Средневилюйского и Среднетюнгского месторождений Республики Саха (Якутия) 135

Костырева Е. А., Сотнич И. С. Геохимия органического вещества баженовской свиты на стадии $МК_2$ на примере Пякяхинской площади (Западная Сибирь) 138

Котик И. С., Котик О. С., Валяева О. В., Козлова Е. В. Силур Денисовского прогиба Тимано-Печорской провинции: распределение нефтегазоматеринских пород, состав ОВ и его углеводородный потенциал 142

Котик О. С., Пронина Н. В., Котик И. С. Микроскопические исследования сапропелевого органического вещества доманикитов Колвинского мегавала (Тимано-Печорская провинция)..... 145

Крутилина А. Д., Проворная И. В. Роль цепи поставок в создании валовой добавленной стоимости..... 148

Кудин Д. В., Нанов М. И. О возможности использования векторного Оверхаузеровского магнитометра POS-4 для магнитометрического обеспечения технологии ННБ 152

Кузнецова Е. А. Полярный индекс как инструмент оценки устойчивого развития техногенных систем Арктической зоны России 154

Максимова А. А., Ильин А. В. Влияние горнодобывающего предприятия на химический состав поверхностных водотоков (Республика Саха (Якутия))..... 158

Мальцев В. В., Яблоков А. В. Оценка эффективности алгоритма кросс-корреляции по общей средней точке при повышении латерального разрешения метода MASW..... 162

Мельник Д. С., Парфенова Т. М. Органическая геохимия природных битумов венда Чекуровской антиклинали (северо-восточная окраина Сибирской платформы): особенности молекулярного состава и предполагаемые источники 166

Мишенин М. В. Особенности рекультивации отходов горнорудной промышленности (Кемеровская область и Республика Тыва)..... 169

Мордасова А. В., Ступакова А. В. Модели осадконакопления и прогноз элементов углеводородных систем в терригенных клиноформных толщах..... 173

Нанов М. И., Катков В. Ю. Исследование региональных особенностей магнитных возмущений при планировании работ наклонно-направленного бурения..... 177

Немов В. Ю. Волатильность на мировом рынке лития..... 180

Новиков А. Ю. Особенности учета геополитического фактора в эконометрических моделях оценки факторов международной торговли энергоносителями..... 183

Новиков Д. А., Дуников Д. О. Геохимические закономерности распределения водорода в системе «вода–газ» (на примере Арктического сектора Западной Сибири)..... 186

Обласов Н. В., Эфтор И. В., Гончаров И. В., Фадеева С. В. ***трет***-Бутилбензол как возможный новый биомаркер в нефтях, конденсатах и органическом веществе нефтематеринских пород..... 191

Остапенко Д. В., Чешкова Т. В. Состав соединений, окклюдированных асфальтенами нефтей различной химической природы 194

Павлова К. А. Палеогеографические условия формирования нефтегазоносных горизонтов нижней юры Вилюйской НГО 198

Парфенова Т. М. Модель распространения нефтегазопроизводивших и содержащих нафтиды пород в разрезе кембрия Чекуровской антиклинали (обрамление Сибирской платформы)..... 201

Патрикеев П. А., Ахияров А. В. Оценка перспектив нефтегазоносности венд-кембрийских отложений Сюгджерской седловины, с учётом возможного влияния продуктов интрузивного траппового магматизма на структурные позиции осадочного чехла..... 206

Петров А. М., Гладышева К. А., Нечаев О. В., Ананьев С. В. Влияние эксцентриситета прибора на сигналы электромагнитного каротажа в радиально-неоднородных и поляризующихся пластах 211

Петров Д. М., Сивцев А. И., Александров А. Р. К вопросу особенностей распределения углеводородных скоплений в структурах Западно-Вилюйской нефтегазоносной области.... 215

Пляскина Н. И. Нефтегазовый сектор России в условиях геополитических вызовов..... 219

Попов А. Ю., Никитенко Б. Л., Пещевицкая Е. Б., Фурсенко Е. А. Условия формирования обогащенных органическим веществом пограничных юрско-меловых отложений на севере Восточной Сибири 223

Попов П. П., Большакова М. А. Характеристика органического вещества каменноугольно-нижнепермских потенциально нефтематеринских пород центральной части Предуральского краевого прогиба 227

Проворная И. В. Региональная трансформация мирового нефтяного рынка 231

Прохорова П. Н., Гресов А. И., Развозжаева Е. П. Состав и распределение углеводородных газов в геоструктурах Кындалского грабена в связи с уточнением нефтегазоносности..... 235

Пунанова С. А. Дифференцированное накопление микроэлементов в сланцевых формациях: вычленение нефтесборных интервалов, экологические риски при добыче 240

Сауткин Р. С. Этапы формирования залежей нефти и газа центральных районов Сибирской платформы..... 244

Севостьянова Р. Ф., Лугинов Р. П., Семенова Ч. С. Прогноз потенциальной зоны нефтегазонакопления в северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы на основе геофлюидодинамики..... 249

Седых А. Н., Бурштейн Л. М., Козырев А. Н. Параметры оценки локализованных ресурсов карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия центральных и южных районов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции 252

Сибиряков Б. П., Сибиряков Е. Б. Структура порового пространства нефтегазовых коллекторов и интегральная геометрия трещиновато-пористых сред..... 256

Сивцев С. И., Александров А. Р., Ерофеевская Л. А. Возможности количественной ^{13}C ЯМР-спектроскопии при исследовании состава нефти и нефтепродуктов..... 260

Смирнова Д. О., Ступакова А. В., Сауткин Р. С. Формирование и эволюция фильтрационно-емкостных свойств ботуобинского горизонта (Мирнинский выступ) 264

Строчкова А. К., Хазин Л. Б., Царёв В. В., Еремин Ю. Г., Квашин С. В., Ленский К. Ю. Система ранжирования перспективных структур на основе комплексного подхода для эффективного планирования ГРР 268

Суслова А. А. Этапность формирования нефтегазоносности и прогноз свойств углеводородных систем Баренцево-Карского региона 272

Тагров Н. Н. Потенциальные возможности промышленного извлечения пропан-бутановой фракции из газоконденсата Отраднинского месторождения..... 275

Тимошина И. Д., Фурсенко Е. А. Нефти Восточной Сибири: базовые физико-химические свойства и товарные качества 279

Ухлова Г. Д., Лошакова И. Ф., Галин К. Р., Каламкаров С. Л. Сейсмостратиграфический анализ строения юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского прогиба..... 282

Филимонова И. В., Долганов А. А. Высокотехнологическое развитие нефтегазового комплекса: стратегические ориентиры и проблемы импортозамещения в нефтесервисной отрасли России 287

Фомина Я. В., Муравьева А. А. Особенности гидрогеологии Ангаро-Ленского бассейна . 291

Фомин А. Н. Вклад В. С. Вышемирского в развитие прямых газогеохимических методов поисков залежей углеводородов 295

Фомин М. А., Шумскайте М. Й., Саитов Р. М., Янушенко Т. А., Горшков А. М. Закономерности распределения флюидов в сообщающемся и закрытом пустотном пространстве баженовской свиты на Малобалыкском нефтяном месторождении 299

Фурсенко Е. А., Борисова Л. С., Бурухина А. И., Рыжкова С. В. Базовые физико-химические характеристики нефтей из верхнеюрских залежей Западной Сибири 303

Хазин Л. Б., Беляев М. О., Трубникова А. Д., Еремин Ю. Г. Ретроспективный анализ результатов поисково-оценочного бурения как инструмент повышения успешности ГРР.... 306

Чешкова Т. В. Селективная химическая деструкция асфальтенов тяжелых нефтей..... 310

Шулик С. И., Иванчик А. В., Бембель С. Р., Умаров Т. Б. Способы картирования перспективных объектов тюменской свиты по данным сейсморазведки 2D и 3D в Среднем Приобье Западной Сибири..... 313

Эпов М. И., Мельник Е. А., Сальников А. С. Потенциал юго-востока России на природный водород: анализ и перспективы поиска на примере опорного профиля 3-ДВ..... 317

Ядрин Г. Ю., Кузнецова Е. Н. Перспективы нефтегазоносности кембрийских рифовых комплексов в пределах Южно-Тунгусской нефтегазоносной области 321

Ян П. А., Вакуленко Л. Г., Плюснин А. В., Чапарова Г. Н. Литофации и нефтегазоносность визейских терригенных отложений центральной части Волго-Уральской НГП 324

Яндола Н. И. Геотермический режим Непско-Ботуобинской антеклизы..... 328

Ярославцева Е. С., Парфенова Т. М., Бурштейн Л. М., Козырев А. Н. Оценка массы лабильной части керогена куонамской свиты кембрия Курейской синеклизы на начало мезокатагенеза..... 332

Алфавитный указатель авторов 334

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ, ГЕОХИМИИ И ГЕОФИЗИКИ НЕФТИ И ГАЗА

Материалы всероссийской научной конференции,
посвященной 115-летию академика А.А. Трофимука
и 105-летию заслуженного деятеля науки РСФСР
В.С. Вышемирского

5–7 октября 2026, Новосибирск, Россия

Тексты приводятся в авторской редакции.

Верстка: ООО Издательство «Сибпринт»
Дизайн обложки:

Подписано в печать с оригинал-макета.
Бумага офсетная № 1, формат 60x84 1/8, печать цифровая.
Усл. печ. л. 39,53. Тираж 31 экз., заказ № .

Отпечатано в типографии ООО Издательство «Сибпринт»
630099, г. Новосибирск, ул. м. Горького, 39.
Тел. +7(383) 218-00-36, e-mail:izdat-nsk@list.ru
www.ifb.ru книг.рус.