Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

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

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ

XXI Международный научный конгресс

Сборник материалов в 8 т.

Т. 2
Международная научная конференция

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

№ 1

Новосибирск
СГУГиТ
2025

УДК 528
С26

Ответственные за выпуск:

Доктор технических наук, академик РАН, профессор, научный руководитель АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» (АО «СНИИГГиМС»), научный руководитель Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
М. И. Эпов

Доктор физико-математических наук, профессор РАН, член-корреспондент РАН, директор Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
В. Н. Глинских

Кандидат технических наук, директор Института горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, г. Новосибирск
А. П. Хмелинин

Доктор геолого-минералогических наук, член-корреспондент РАН, заместитель директора по научной работе Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
Б. Л. Никитенко

Доктор геолого-минералогических наук, член-корреспондент РАН, заведующий лабораторией Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
Л. М. Буритейн

С26 Интерэкспо ГЕО-Сибирь. XXI Международный научный конгресс, 21–22 мая 2025 г., Новосибирск : сборник материалов в 8 т. Т. 2: Международная научная конференция «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». – Новосибирск : СГУГиТ, 2025. № 1. – 281 с. – ISSN 2618-981X. – Текст : непосредственный.

DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1

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

Печатается по решению редакционно-издательского совета СГУГиТ

Материалы публикуются в авторской редакции

Издание может содержать сведения об иностранных агентах

УДК 528

© СГУГиТ, 2025

Сборник включен в систему РИНЦ.

УДК 551.79
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-3-7

А. Л. Бейзель[1]✉, *Е. С. Соболев*[1]

К проблеме возникновения гривного рельефа в позднем плейстоцене на юге Западной Сибири. Водная гипотеза

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: beiselal@ipgg.sbras.ru

Аннотация. Разработана теоретическая модель формирования гривного рельефа на юге Западной Сибири в позднем плейстоцене. Образование грив связывается с фладстримами Гросвальда – площадными высокоэнергетическими потоками. Водный генезис грив обосновывается на основе анализа космоснимков сочетанием их со смежными озерными депрессиями, что отчетливо проявляется на периферии территории их распространения (Утянский ключевой участок). Такой парагенез мог возникнуть только в условиях площадного водного потока. В районах сплошного распространения грив и ложбин длинные гривы сопровождаются цепочками озер, разделенных перемычками. Эти озера являются ячейками турбулентности, в которых материал поднимался со дна и откладывался рядом в виде грив.

Ключевые слова: Западная Сибирь, поздний плейстоцен, гривы, фладстримы Гросвальда

A. L. Beisel[1]✉, *E. S. Sobolev*[1]

On the problem of the origin of the specific ridge relief (grivas) in the late pleistocene in the south of Western Siberia. Water hypothesis

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3 Koptyuga Prosp.,
Novosibirsk, Russia,
e-mail: soboleves@ipgg.sbras.ru

Abstract. A theoretical model of the formation of the grivas relief in the south of Western Siberia in the Late Pleistocene has been developed. The formation of grivas is associated with Grosswald flood streams – areal high-energy flows. The water genesis of grivas is substantiated on the basis of the analysis of space images by their combination with adjacent lake depressions, which is clearly manifested on the periphery of the territory of their distribution (Utyansky key site). Such paragenesis could only arise under conditions of an areal water flow. In areas of continuous distribution of grivas and hollows, long grivas are accompanied by chains of lakes separated by isthmuses. These lakes are turbulence cells in which the material rose from the bottom and was deposited nearby in the form of grivas.

Keywords: Western Siberia, Late Pleistocene, grivas, Grosswald floodstreams

Введение

Происхождение гривного рельефа – одна из «вечных» проблем четвертичной геологии Западной Сибири, которая не поддается окончательному решению уже более века. Причины затруднений можно назвать разные. Главная из них – это эоловая парадигма. Она допускает существование множества аналогов гривного рельефа, в результате чего целевое понятие «расплывается» и теряет четкие

критерии. Различные формы грядового рельефа чрезвычайно характерны для эоловых отложений, поэтому специалисты не видят ничего особенного в том, что они имеют место и на юге Западной Сибири, где ландшафты, вообще говоря, далеки от пустынных.

Между тем, западносибирские гривы – объект уникальный в мировом масштабе. Единственным близким аналогом являются бугры Бэра в Прикаспии. Но и там ситуация аналогичная – консенсус по их генезису до сих пор не достигнут, несмотря на привлекаемые крупные научные силы исследовательских центров европейской части России. Заметим, что недаром термин «грива» в контексте формы рельефа не переводится на иностранные языки – по той простой причине, что нигде в других странах такие объекты не встречаются. Мы считаем, что Сибирское отделение РАН должно взять на себя разработку специальной программы исследования гривного рельефа. Это приоритетное направление позволит нашим специалистам выйти на передовые позиции.

Литературные данные по обсуждаемой проблеме имеют одну главную особенность. Они посвящены гривному рельефу, но не конкретным гривам как таковым. Каков механизм возникновения конкретной гривы? Решение этой задачи не под силу специалистам геологического профиля. Здесь надо привлекать данные по гидро- или аэродинамике, в зависимости от точки зрения на вопрос. В одной из работ по условиям образования косой слоистости [1] прямо говорится, что морфология элементов косой слоистости в значительной мере одинакова в воздушной и водной среде. Иначе говоря, надежно диагностировать эти классы фаций на основе визуального наблюдения за слоистостью невозможно.

Вместе с тем, специальных работ, посвященных этой теме, чрезвычайно мало. С момента выхода статьи Я. Я. Балабая в 1936 г. [2], озаглавленной «Происхождение гривного рельефа Западносибирской низменности», не вышло ни одной работы с подобным обобщающим названием. Из последних публикаций можно назвать работы авторов [3], В.С. Зыкиной и др. [4]. В большинстве случаев исследования строения грив проводится попутно – как, например, при исследованиях Волчьей Гривы, представляющей собой местонахождение мамонтовой фауны мирового значения [5].

В литературе бытует мнение, что западносибирские гривы тесно связаны с лессовыми покровами. Сторонниками такого парагенеза являются И. А. Волков [6], С. П. Казьмин [7], В. С. Зыкин и В. С. Зыкина [4] и др. В то же время, между этими объектами имеются глубокие различия именно в генетическом плане. Лессовые покровы образуются в условиях глубокого застоя, штиля и стагнации среды, о чем неоспоримо свидетельствуют их тонкодисперсный состав, а также исключительно ровный рельеф почвенных горизонтов. Гривы же по определению являются производными высокоэнергетических потоков – изначально неважно, воды или ветра. Таким образом, гривы и лессы являются антагонистами по требованиям к условиям своего формирования.

Обсуждение и результаты

Для решения фундаментальной проблемы водного либо эолового происхождения грив нами применяется известный методологический прием: чтобы

лучше познать объект, надо выйти за его пределы. В свое время он использовался одним из авторов для выяснения происхождения баженовской свиты верхней юры Западной Сибири. Если выйти за пределы этой свиты и посмотреть, во что она переходит по латерали, где распространены «нормальные» фации, то становятся видны новые свойства объекта исследований. Так и с гривами: весьма интересно наблюдать их на периферии ареала распространения, где они представлены разрозненными одиночными объектами.

В этом плане нами выделен специальный ключевой участок, расположенный в районе д. Утянка Доволенского района НСО (рис. 1). Здесь представлены две пары сближенных грив, находящихся на расстоянии 4 км друг от друга. За пределами обозначенного участка есть и другие примеры как парных, так и полностью одиночных грив. Главная особенность изолированных грив заключается в том, что каждая из них с южной стороны сопровождается депрессией – озером удлиненной формы. Исключений из этого правила не наблюдается. Озера сильно заболоченные и сохраняют водное зеркало преимущественно в своих северо-восточных оконечностях. Хотя специальная инструментальная съемка не проводилась, визуально можно отметить, что объем материала, аккумулированного в гриве, в общем и целом соразмерен с объемом смежной депрессии, занятой озером и болотом. Сам собой напрашивается вывод, что гривы были образованы за счет изъятия грунта из смежных озерных депрессий. Подобные искусственно созданные котлованы в сельской местности на юге Западной Сибири имеются при каждом населенном пункте, где нет естественных водоемов – они являются водопоями для скота, пожарными резервуарами и т.д., генерируя в себе весеннюю талую воду. Рядом с каждым котлованом сохраняется насыпь. Таким образом, изучая гривы, мы имеем дело с природными объектами, идентичными искусственным. Возникает логичный вопрос – какие природные процессы могли создать эти парные удлиненные выемки и насыпи?

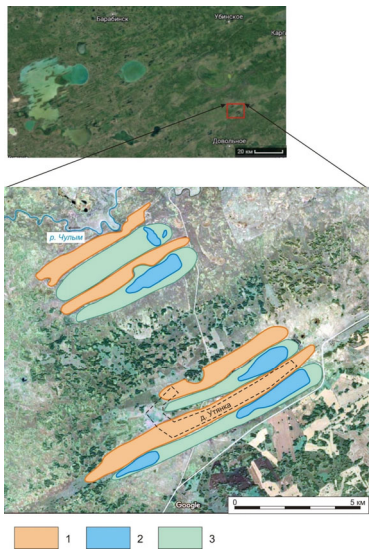


Рис. 1. Схема расположения грив и смежных с ними депрессий на Утянском ключевом участке (Доволенский район НСО).
1 – гривы, 2 – озера, 3 – заболоченные депрессии

Представляется совершенно очевидным, что эоловые процессы неспособны создать такие своеобразные пары грив, где каждая из них сопровождается «котлованом», из которого был взят материал для ее строительства. Их могли сформировать только турбулентные водные потоки. Процесс образования гривы представляется следующим образом. В рамках площадного потока высокой интенсивности (фладстрим по М.Г. Гросвальду [8]) в отдельных ячейках возникали турбулентные винтовые течения, вращающиеся против часовой стрелки. Материал поднимается из ячеек и откладывается тут же рядом в виде гривы. Образуются морфоскульптуры типа речных осередков [1].

Этот процесс трудно заметить в ареалах сплошного распространения грив, например – вокруг оз. Чаны, где они непрерывно чередуются с межгривными ложбинами. Пример такого ландшафта приведен на рис. 2.

Рис. 2. Цепочки озер и депрессий в межгривных ложбинах (Устьянцевский ключевой участок, 25 км западнее г. Барабинска, Новосибирская обл.)

При сопоставлении одиночных грив Утянского участка с полем массового их распространения в Чановской депрессии (рис. 2) возникает мысль о том, что гривы там должны формироваться сходным образом – за счет выемки материала из смежной депрессии. Принципиально важно, что данная аналогия возникает именно при сравнении «массовых» грив с одиночными. Однако, поля сплошного развития грив имеют свои особенности. Гривы здесь в среднем весьма длинные (до 10 км и более), однако таких же длинных озер рядом с ними не бывает. Все без исключения межгривные ложбины представлены цепочками озер или заболоченных депрессий, разделенных перемычками. Последние давно известны в литературе, однако сторонники эолового процесса по какой-то причине не склонны делать вывод, что перемычки исключают сквозное движение ветра по ложбинам. Мы, со своей стороны, приходим к заключению, что данные ячейки полностью идентичны тем самым котловинам, находящимся рядом с одиночными гривами с южной стороны. Таким образом, ситуации, представленные на рис. 1 и 2, вместе дают полноту картины формирования грив. Они составляют основу предлагаемой авторами модели водного происхождения грив.

Заключение

В итоге нами разработана в новая модель гривогенеза в рамках субаквальной парадигмы. Гривы формировались в условиях высокоэнергетических площадных водных потоков за счет винтовых течений в своеобразных ячейках турбулентности. Материал поднимался со дна и откладывался тут же рядом в виде линейных гряд. Современным аналогом этих явлений служит образование осередков в руслах крупных рек. Учитывая значительные отличия параметров современных речных водотоков и позднеплейстоценовых фладстримов с одной стороны, и русловых осередков и грив с другой, можно говорить об открытии нового природного процесса, до сих пор не известного науке.

Благодарности

Исследование выполнено в рамках научной темы FWZZ-2022-0004 госзадания ИНГГ СО РАН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кутырев Э. И. Условия образования и интерпретация косой слоистости. – Л.: Недра, 1968. – 128 с.

2. Балабай Я. Я. Происхождение гривного рельефа Западносибирской низменности // Землеведение. 1936. Т. 38, вып. 1. - С. 106–122.

3. Бейзель А. Л., Кузьмина О. Б., Соболев Е. С., Ян П. А. Новые данные по проблеме происхождения гривно-озерных ландшафтов на юге Западной Сибири// Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVIII международной научной конференции (г. Новосибирск, 18-20 мая 2022 г.). Т. 2, № 1. — Новосибирск: Изд-во ИНГГ СО РАН, 2022. – С. 56-62.

4. Зыкина В. С., Зыкин В. С., Маликова Е. Л. Лессово-почвенная последовательность и эоловый рельеф плейстоцена Западной Сибири: хронология и особенности их формирования // Геоморфология и палеогеография. 2024. Т. 55, № 2. - С. 182-210.

5. Лещинский С. В. Новые данные о геологии и генезисе местонахождения Волчья Грива // Современные проблемы Евразийского палеолитоведения: материалы международного симпозиума. – Новосибирск: Изд-во ИАЭт СО РАН, 2001. – С. 244-251.

6. Волков И. А. Позднечетвертичная субаэральная формация. – М.: Наука, 1971. – 254 с.

7. Казьмин С. П. Геолого-геоморфологическая основа ландшафтов Западной Сибири. – М.: РУСАЙНС, 2022. – 306 с.

8. Гросвальд М. Г. Евразийские гидросферные катастрофы и оледенение Арктики (опыт геоморфологического анализа палеогидрологических систем материка). - М.: Научный мир, 1999. - 120 с.

© А. Л. Бейзель, Е. С. Соболев, 2025

УДК УДК 553.98
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-8-14

А. С. Виноградов[1]✉, П. И. Сафронов[1], А. Н. Фомин[1], И. А. Губин[1], М. О. Федорович[1]

Масштабы генерации углеводородов в кембрийских отложениях Вилюйской гемисинеклизы

[1] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: vinogradov.as@petrogm.com

Аннотация. Выполнено бассейновое моделирование генерации и аккумуляции углеводородов во время формирования осадочного чехла Вилюйской гемисинеклизы. Рассмотрены теоретические основы методов историко-геологического моделирования. Показано, что интенсивная генерация углеводородов в осадочном чехле началась около 300 млн лет назад с очагами генерации в северо-восточной и северо-западных частях бассейна. Показано, что новообразованная нефть не подвергалась термическому разрушению лишь в узкой полосе вдоль склонов Вилюйской гемисинеклизы. Оценены масштабы генерации жидких и газообразных углеводородов в кебмрийских отложениях. Учтена роль денудационных процессов, протекающих в кембрий-силлурийское время.

Ключевые слова: Лено-Вилюйская нефтегазоносная область, генерация углеводородов, бассейновое моделирование, куонамская толща

S. Vinogradov[1]✉, P. I. Safronov[1], A. N. Fomin[1], I. A. Gubin[1], M. O. Fedorovich[1]

The scale of hydrocarbon generation in the Cambrian deposits of the southern regions of the Vilyui hemisyneclise

[1]A. A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: vinogradov.as@petrogm.com

Abstract. Basin modeling of hydrocarbon generation and accumulation during the formation of the sedimentary basin of the Vilyui hemisyneclise is performed. The theoretical basis of historical-geological modeling methods is considered. It is shown that intensive hydrocarbon generation in the sedimentary basin began about 300 Ma with generation centers in the northeastern and northwestern parts of the basin. It is shown that the newly formed oil was not subjected to thermal destruction only in a narrow strip along the slopes of the Vilyui hemisyneclise. The scale of generation of liquid and gaseous hydrocarbons in the Cambrian sediments is estimated. The role of denudation processes occurring in the Cambrian-Sillurian time is taken into account.

Keywords: Lena-Vilyui oil and gas region, hydrocarbon generation, basin modeling, Kuonamka formation

Введение

Применение метода историко-геологических реконструкций для моделирования основных процессов, отвечающих за формирование осадочного чехла, началось с 70-х годов прошлого века. Бассейновое моделирование направлено на создание согласованной хронологической физико-математической модели исто-

рии формирования осадочного бассейна, характеризующей осадконакопление, тектонику, историю прогрева пород, гидродинамический режим, накопление нефтегазопроизводящих толщ, генерацию, миграцию и аккумуляцию углеводородов. Метод предъявляет высокие требования к объему и качеству начальной геологической, геофизической и геохимической информации, но при этом позволяет оценить динамику генерации и аккумуляции углеводородов изучаемой территории. Методика бассейнового моделирования учитывает влияние многих физических и химических законов, влияющих на образование нефти и газа, процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. На каждом этапе построения модели проводится проверка результатов на соответствие наблюдаемым данным, чтобы итоговая модель как можно лучше отражала современные представления о строении и истории формирования бассейна. Сегодня освоение новых нефтегазоносных провинций практически не обходится без применения методов историк-геологических реконструкций.

Методы и материалы

О истории развитии метода и процессе моделирования. Геология и геохимия осадочных бассейнов изучались на протяжении последних 90 лет. Информация об этом систематизирована и обобщена в работах Tissot и Welte (1984); Hunt (1996); Gluyas and Swarbrick (2004); Peters et al. (2005); Allen and Allen (2005), Hantschel (2009), Конторовича А.Э. (1976), Вассоевича Н.Б., Галушкина Ю.И. и многих других ученых.

Моделирование с использованием современных представлений о процессах формирования осадочных бассейнов и баз данных позволяет численно восстанавливать изменение температуры, степени катагенеза органического вещества и реализацию генерационного потенциала нефтепроизводящих толщ в процессе погружения.

Формирование и развитие осадочного бассейна - очень сложный и комплексных процесс. В ходе моделирования сначала проводится анализ данных из всех возможных источников информации о развитии бассейна, включающий измерения в скважинах, геологических обнажений, геохимический анализ образцов керна, сейсмические данные и многое другое.

Программные пакеты моделирования включают в себя три основных блока компьютерного анализа: 1) блок ввода данных по структуре и эволюции бассейна; 2) блок подготовки исходных параметров для моделирования бассейнов с использованием численной обработки этих данных; 3) блок численного моделирования процессов погружения, теплопереноса, генерации и накопления углеводородов в бассейне.

Значение современного геотермического градиента, распределения современных и палеотемператур в разрезе осадочного чехла, значение плотности теплового потока у основания осадочного чехла и сравнение их с расчетными значениями являются важнейшими контролирующими факторами модели. Для восстановления тепловой истории пород используются замеры отражательной спо-

собности витринита, характеризующие максимальные температуры, которым подвергались отложения.

Геологическая характеристика изучаемой области. Главные геологические представления о районе были представлены в публикациях Г. Д. Бабаяна, В. Е. Бакина, Е. И. Бодунова, А. Г. Березина, В. Г. Васильева, А. А. Граусмана, В. И. Вожова, Л. А. Грубова, А. Н. Дмитриевского, М. И. Дормана, М. Л. Кокоулина, В. В. Забалуева, А. Э. Конторовича, К. И. Микуленко, В. Д. Матвеева, К. Б. Мокшанцева, В. С. Ситникова, Ю. Л. Сластенова, А. Ф. Сафронова, А. А. Трофимука, Г. С. Фрадкина, Н. С. Черского и многих других авторов.

Вилюйская гемисинеклиза территориально совпадает в Вилюйской нефтегазоносной областью Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции. Вилюйская гемисинеклиза – это элемент плиты: область развития повышенных толщин чехла и отличающимися условиями осадконакопления по сравнению с окружающими ее пространствами [Башарин А.К. и Фрадкин Г.С., 2005].

Вилюйская гемисинеклиза рассматривается как крупная краевая и самая глубокая депрессия Сибирской платформы, выполненная осадочным чехлом мощностью 12-15 км [Конторович А.Э. и др, 2024].

Фактический материал.

В основу работы положены результаты исследований Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции, полученные в ИНГГ СО РАН:

- 12 скважин
- 11 структурных карт с дифференциацией по времени, начиная с кровли нижнего кембрия, заканчивая подошвой мела (материалы Губина И.А., и Федорович М.О)
- Замеры значений отражательной способности витринита (выполненные Фоминым А.Н.)
- Современные значения $C_{орг}$ в породах куонамского комплекса (материалы Парфеновой Т.М.)
- Мощности размывов с дифференциацией по времени в скважинах на исследуемой территории

Результаты

Построение модели производилось в программном пакете «Temis» (Beicip-Franlab).

Территория изучаемого района соответствует границам Вилюйской гемисинеклизы. Общая площадь – 271 100 км^2. Модель имеет региональный характер. Шаг сеточных построений составляет 1 км. Модель состоит из 12 слоев. Общее количество узлов 748 000.

Важными входными данными для моделирования истории генерации углеводородов послужили карты значений плотности эффективного теплового потока и карта отсутствующих отложений кембрийско-силурийского возраста, полученных из анализа толщин в скважинах.

Геохимические параметры куонамского комплекса пород изучаемого района детально описаны в работах Парфеновой Т. М. и др. (2009), Ярославцевой Е. С. и др. (2022), а также Бурштейна Л. М. и др. (2022) и других авторов. По результатам работы Бурштейна Л.М. с соавторами была обоснована схожесть органического вещества куонамского комплекса с керогеном II типа Menil-1. Также в работе (Бурштейн и др., 2022) приведено распределение значений водородного индекса по энергиям активации для керогена куонамского комплекса пород, использованное при моделировании генерации углеводородов.

Литология отложений характеризовалась набором стандартных литотипов из библиотеки программного комплекса «Temis» (Beicip-Franlab). Установка литологии производилась в соответствии с изохронными комплексами отложений, которые были выделены по результатам сейсмических данных.

Восстановлена история генерации жидких и газообразных углеводородов, при этом предполагалось, что образованные жидкие углеводороды в куонамской толще подвергались термической деструкции (вторичному крекингу) за счет погружения пород.

Выполнено построение карт кумулятивной плотности генерации жидких и газообразных углеводородов с помощью данных, полученных на основе трехмерного моделирования (рис. 1,2).

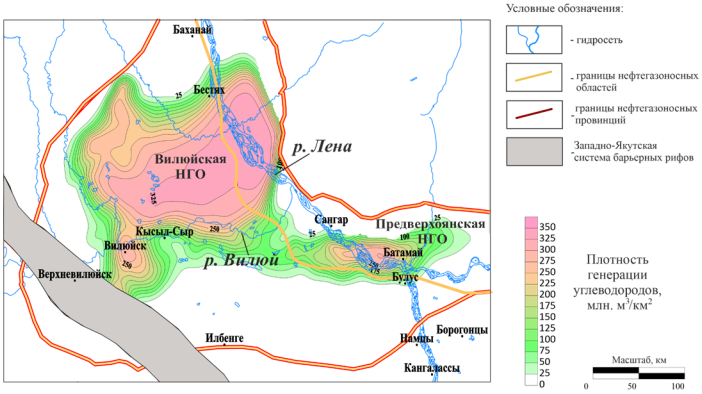


Рис. 1 Масштабы генерации газообразных углеводородов на территории Вилюйской гемисинеклизы куонамской нефтегазопроизводящей толщей.

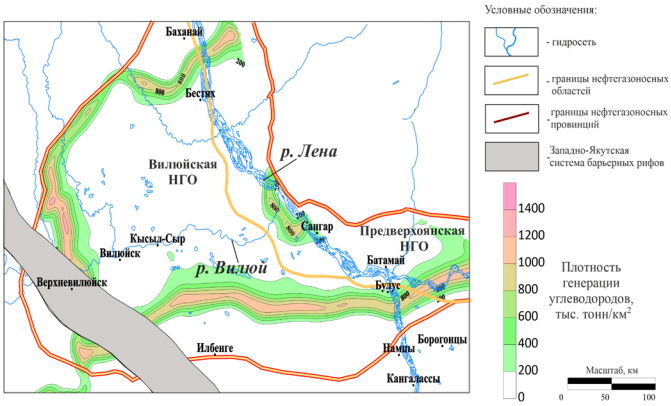


Рис. 2 Масштабы генерации жидких углеводородов на территории Вилюйской гемисинеклизы куонамской нефтегазопроизводящей толщей.

Восстановлена динамика генерации жидких и газообразных углеводородов на всей территории Вилюйской гемисинеклизы. Предполагалось, что новообразованные углеводороды подвергались процессам термической деструкции (рис. 3,4).

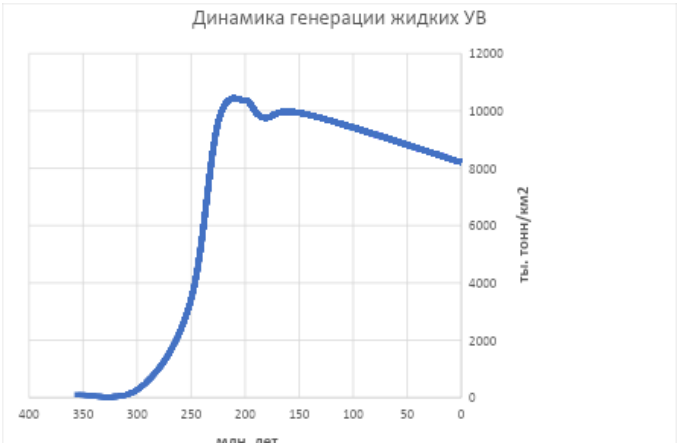


Рис. 3 Динамика генерации жидких углеводородов в куонамском комплексе пород Вилюйской гемисинеклизы

Рис. 4 Динамика генерации газообразных углеводородов в куонамском комплексе пород Вилюйской гемисинеклизы

Заключение

На основе открытых литературных источников и накопленных в ИНГГ СО РАН материалов в программном комплексе «Temis» (Beicip-Franlab) построена трехмерная модель палеозойско-кайнозойского осадочного чехла Вилюйской гемисинеклизы.

При моделировании генерации углеводов в куонамской НГПТ использованы кинетические характеристики керогена Куонам-1м [Бурштейн и др., 2023]. Новообразованные жидкие углеводороды подвергались термическому крекингу в условиях высоких температур.

В результате геологической истории Вилюйской гемисинеклизы генерация газообразных углеводородов в куонамском комплексе пород происходила как за счет новообразования газа за счет деструкции керогена, так и из-за термической деструкции нефти.

Согласно результатам моделирования, большая часть жидких углеводородов в осевой части гемисинеклизы была преобразована в газообразные. Новообразованная нефть не подвергалась термическому разрушению лишь в узкой полосе вдоль склонов Вилюйской гемисинеклизы.

Получены карты генерации жидких (с учетом потерь на термокрекинг) и газообразных углеводородов. Наиболее интенсивная генерация углеводородов начала происходить около 300 млн. лет назад с очагами генерации в северо-восточной и северо-западных частях бассейна. На данный момент распределение газообразных углеводородов охватывает большую часть синеклизы, за исключением узких полос вдоль бортовых частей. Современные области генерации жидких углеводородов распложены на периферийных частях синеклизы в виде вытянутых тонких полос вдоль бортов.

По результатам моделирования объемы генерации жидких УВ составила 8210 тыс. тонн для всей гемисинеклизы. Объемы генерации газообразных составила 3.75 млрд. м^3. Перспективы нефтегазоносности в нижне-среднекембрийских отложениях Вилюйской гемисинеклизы можно связывать с преимущественно газовыми залежами в осевой части гемисинеклизы и нефтяными залежами на ее бортах.

Благодарности

Работа выполнена в рамках проектов фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008 и № FWZZ-2022-0011 программы ФНИ

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Espitalie, J. Primary cracking of kerogens. Experimenting and modelling C1, C2–C5, C6–C15 and C15+ classes of hydrocarbons formed / J. Espitalie, P. Ungerer, I. Irwin, F. Marquis // Organic Geochemistry. – 1988. – Vol. 13, № 4 – 6. – P. 893 – 899.
2. Thomas Hantschel, Armin I. Kauerauf. Fundamentals of Basinand Petroleum Systems
3. Waples, DW; Cunningham, R (1985): Leg 80 shipboard organic geochemistry. In: De Graciansky, PC; Poag, CW; et al. (eds.), Initial Reports of the Deep-Sea Drilling Project, Washington (U.S. Gov. Printing Office)
4. Арчегов В. Б., Степанов В. А. История нефтегазогеологических работ на территории сибирской платформы и сопредельных структур // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г. В. Плеханова (технический университет), Санкт-Петербург, Россия, 2009. – С. 1-34
5. Баженова Т. К., Белецкая С. Н., Беляева Л.С ., Бодунов Е. И. Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности. Л., Недра, 1981, 211 с.
6. Бахгуров С. Ф. Евтушенко В. М., Переладов В. С. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. Новосибирск, Наука 1988, 160 с.
7. Башарин А. К., Фрадкин Г. С. Лено-Вилюйский нефтегазоносный бассейн: строение и тектоническая эволюция // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2005 С. 22-33
8. 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 кембрий Сибирской платформы // Геология и геофизика, т. 65, № 1, 2023, с. 133–150

9. Васильев С. А., Соболев П. Н., Таффарель Е. С., Голованова М. П., Гарифуллин И. И. Нефтегазоносность вилюйской синеклизы и перспективы поисков залежей углеводородов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 2018 С. 14-26

10. Галушкин, Ю. И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности / Ю. И. Галушкин. – М. : Научный мир, 2007. – 455 с.

11. Губин И. А. Уточнение строения Вилюйской гемисинеклизы по результатам переинтерпретации сейсморазведочных работ – Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, 2020 -52 с.

12. Закономерности распределения содержания органического вещества в породах куонамской свиты и ее стратиграфических аналогов (кембрий Сибирской платформы) / Е. С. Ярославцева, Л. М. Бурштейн, А. Э. Конторович, Т. М. Парфенова // Успехи органической геохимии : Материалы 2-й Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 120-летию со дня рождения члена-корреспондента АН СССР Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рождения заслуженного геолога РСФСР, профессора С.Г. Неручева, Новосибирск, 05–06 апреля 2022 года. – Новосибирск: Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2022. – С. 310-313. – DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-310-313. – EDN CKNLPA.

13. Конторович А. Э., Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности - Москва : Недра, 1976. - 248 с. : ил.; 22 см. - (Труды/ М-во геологии СССР. Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и мин. сырья; Вып. 229) (Серия нефтяной геологии).

14. Конторович А. Э., Бурштейн Л. М., Губин И. А., Парфенова Т. М., Сафронов П.И Глубокопогруженные нефтегазовые системы нижнего палеозоя на востоке Сибирской платформы: геолого-геофизическая характеристика, оценка ресурсов углеводородов // Записки Горного института. – 2024. – Т. 269. – С. 721-737.

15. Конторович А. Э., Евтушенко В. М., Ивлев Н. Ф., Ларичев А. И. Закономерности накопления органического вещества на территории Сибирской платформы в докембрии и кембрии // Литология и геохимия нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. М., Наука, 1981 с. 19--42.

16. Конторович А. Э., Изосимова А. И., Занин Ю. И., Замирайлова А. Г. Сравнительный анализ биомаркеров фосфоритов и углеродистых аргиллитов куонамской формации Сибирской платформы // Минералогия н жизнь: биомаркерные взаимодействия: Расширенные тез. докл. II Междунар. семинара. Сыктывкар 1996, с. 96-97.

17. Конторович А. Э., Савицкий В. Е. К палеографии Сибирской платформы в раннюю и среднюю кембрийские эпохи // Вопросы литологии и палеографии Сибири. Новосибирск, 1970, с. 95-108 (Тр. СНИИГиМСа; вып. 106).

18. Конторович А. Э., Трофимук А. А. Литогенез и нефтегазообразование // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нафтидов и битуминозных пород. М.: Наука, 1976. с. 19–36

19. Парфенова, Т. М. Геохимические предпосылки нефтеносности пород иниканской свиты нижнего и среднего кембрия на юго-востоке Сибирской платформы / Т. М. Парфенова, Д. С. Мельник, И. В. Коровников // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2022. – № S11. – С. 64-71. – DOI 10.20403/2078-0575-2022-11c-64-71. – EDN PKAVRX.

© А. С. Виноградов, П. И. Сафронов, А. Н. Фомин, И. А. Губин, М. О. Федорович, 2025

УДК 551.762(571.5)
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-15-21

А. А. Горячева[1]✉

Палиностратиграфия нижне-среднеюрских отложений полуострова Юрюнг-Тумус (север Восточной Сибири)

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: GoryachevaAA@ipgg.sbras.ru

Аннотация. В статье представлены предварительные результаты палинологических исследований серии естественных выходов нижней и средней юры на полуострове Юрюнг-Тумус. Микрофитофоссилиии были выявлены в аиркатской, эренской, арангастахской и юрюнгтумусской свитах. Для верхнего плинсбаха - бата установлено шесть палинокомплексов со спорами и пыльцой, и один комплекс с диноцистами. Изученный разрез охарактеризован макро- и микрофауной, что позволило напрямую сопоставить полученные данные с соответствующими фаунистическими зональными подразделениями.

Ключевые слова: палинология, цисты динофлагеллят (диноцисты), споры, пыльца, нижняя и средняя юра, Восточная Сибирь

A. A. Goryacheva[1]✉

Palynostratigraphy of the Lower-Middle Jurassic deposits of the Yuryung-Tumus peninsula (north of Eastern Siberia)

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: GoryachevaAA@ipgg.sbras.ru

Abstract. The article presents the results of palynological studies of a series of natural outcrops of the Lower and Middle Jurassic on the Yuryung-Tumus Peninsula. Microphytofossils were identified in the Airkat, Eren, Arangastakh and Yuryungtumus formations. Six palynological assemblages with spores and pollen and one assemblage with dinocysts were identified for the Upper Pliensbachian - Bathonian. The studied section is characterized by macro- and microfauna, which allowed us to directly compare the obtained data with the corresponding faunal zonal units.

Keywords: palynology, dinoflagellate cysts (dinocysts), spores, pollen, Lower and Middle Jurassic, Eastern Siberia

Введение

Полуостров Юрюнг –Тумус расположен на Севере Сибири и находится между Хатангским заливом и бухтой Нордвик (рис. 1). По современным представлениям эта территория относится к Нордвикскому району Ямало-Хатангской фациальной области морского типа седиментогенеза (Шурыгин и др., 2000; Никитенко, 2009).

Рис. 1. Местонахождение обнажений на полуострове Юрюнг-Тумус.

Активное геологическое и палеонтологическое исследование юрских разрезов на п-ове Юрюнг-Тумус началось в конце 30-х – начале 40-х годов прошлого века и связано было в первую очередь с изучением нефтеносности Нордвикского района (Калинко, 1953). В последующие годы осуществлялись неоднократные экспедиционные работы геологами и палеонтологами разных профилей с целью создания и детализации стратиграфических схем этого района. Исследователями было установлено широкое развитие юрских отложений, представленных почти всеми ярусами нижней и средней юры (Сакс и др., 1959). В дальнейшем юрские отложения на п-ове Юрюнг-Тумус были расчленены на зоны по аммонитам, двустворкам, белемнитам и микрофораминиферам (Стратиграфия…, 1976; Меледина и др., 1987; Никитенко, 1991 и др.). Палинологические данные упоминаются только из батской части разреза без четкой геологической «привязки» (Ильина, 1985). По результатам полевых работ отрядов ИНГГ СО РАН в 2009 и 2014 годах были получены новые данные по разным группам фауны, опубликованные в ряде работ, что потребовало корректировки существующих стратиграфических схем байоса-бата (Никитенко и др., 2013; Меледина и др., 2015; de Lagausie B., Dzyuba O.S., 2017; Dzyuba O.S., de Lagausie B., 2018; Урман и др., 2022; Дзюба и др., 2023 и др.). Кроме того, была отобрана серия образцов из нижней и средней юры на палинологический анализ, предварительные результаты которого приводятся в настоящей статье.

Материал и методы

Палинологическим методом было исследовано 18 образцов из естественных обнажений п-ва Юрюнг-Тумус, отобранных доктором геол.-мин. наук Дзюба О.С. и Урман О.С. в ходе полевых работ в 2009 году.

Химическая обработка образцов на палинологический анализ проводилась стандартным методом с использованием фтористоводородой (плавиковой) кислоты и пирофосфата калия с разделением органической и минеральной частей осадка в тяжелой кадмиевой жидкости с удельным весом 2,25 путем центрифугирования.

Палиноморфы изучались во временных препаратах на биологическом световом микроскопе Micromed 3 U3, микрофотографирование осуществлялось с применением цветной фотокамеры TCam.

Для статистической обработки палиноспектров и их интерпретации подсчитывалось не менее 200-300 зерен, а за 100% принималась вся совокупность микрофитофоссилий. Процентное содержание каждого таксона рассчитывалось от общего количества. На основе изучения таксономического состава палиноспектров, количественных соотношений основных групп микрофитофоссилий и выявления их последовательной смены, было прослежено распространение спор и пыльцы наземных растений, микрофитопланктона и выделены биостратоны по спорам и пыльце наземных растений и цистам динофлагеллят. Обоснование геологического возраста проводилось путем сравнительного анализа и сопоставления с зональными комплексами палиностратиграфической шкалы нижней и средней юры Сибири, в которой подразделения по спорам и пыльце увязаны с зональными шкалами по макро- и микрофауне и используемой в качестве биостратиграфического стандарта (Решение…, 2004). Критерием для выделения биостратона с диноцистами послужило акме вида-индекса (Горячева, 2017).

Результаты

Споры и пыльца наземных растений

В самых низах разреза, относимых к аиркатской свите выделен палинокомплекс (ПК) 1 (рис. 2) с доминированием пыльцы голосеменных, видовым разнообразием сфагноидных спор рода *Stereisporites.* По основным признака ПК 1 соответствует комплексу **зоны 4** – Stereisporites spp., Uvaesporites argenteaeformis, Cycadopites spp. палиностратиграфической шкалы юры Сибири (Шурыгин и др., 2000; Ильина и др., 2003; Решение..., 2004). Стратиграфический интервал - верхний плинсбах.

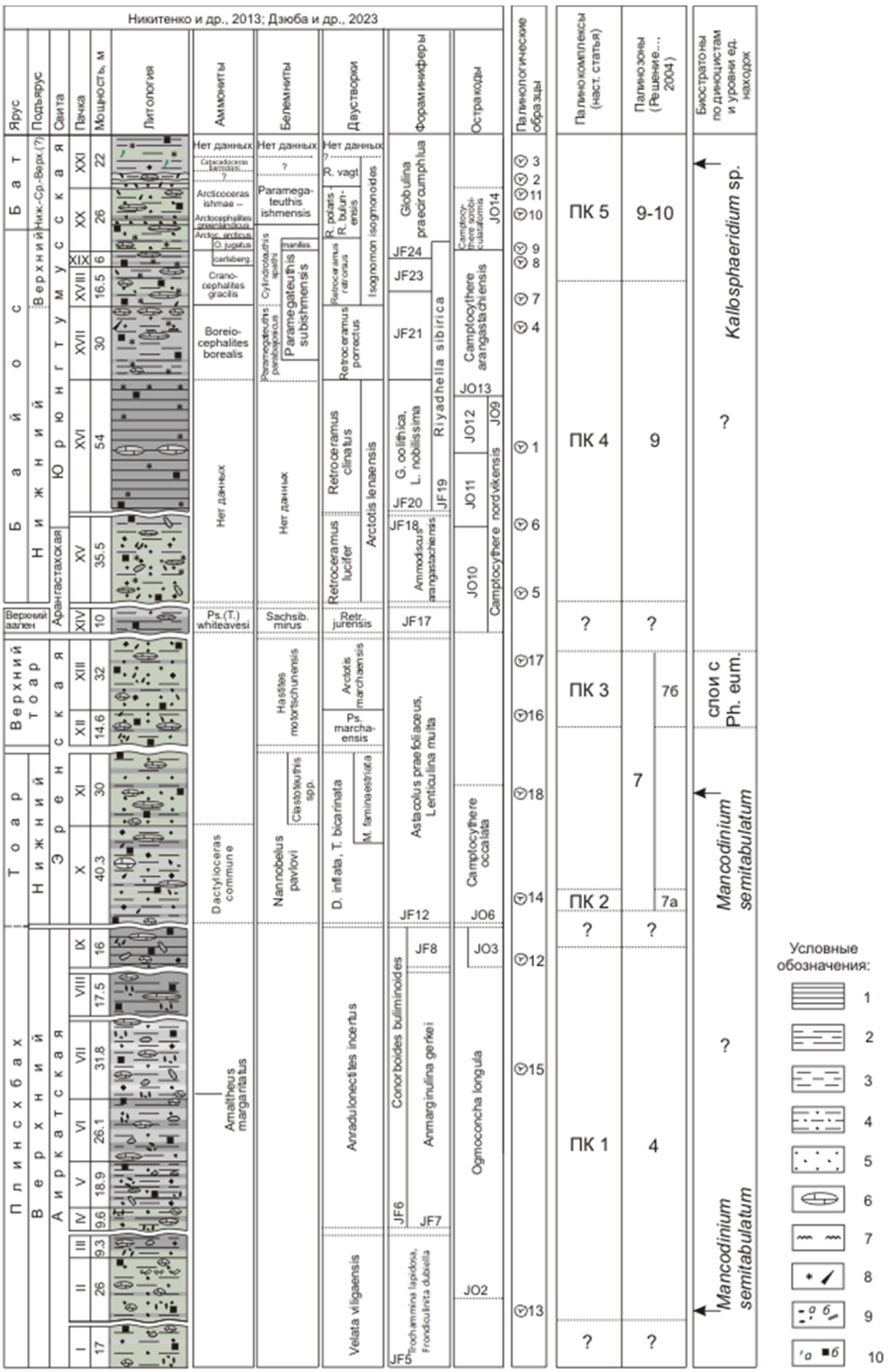


Рис. 2. Сводный разрез нижне- и среднеюрских отложений, вскрытых в береговых обрывах п-ова Юрюнг-Тумус (по Никитенко и др., 2013; Дзюба и др., 2023) и его расчленение по палинологическим данным. Условные обозначения: 1 – аргиллит, 2 – алевролит глинистый, 3 –алевролит, 4 – песчаный алевролит, 5 – песчаник, 6 – известковые конкреции, 7 – прослои ракушняка, 8 – глендониты, 9 – галька (а), ископаемая древесина (б), 10 – глауконит (а), пирит (б), слои с Ph. eum. – слои с Phallocysta eumekes.

В нижней части эренской свиты определен палинокомплекс 2 (ПК 2) (рис. 2) с доминированием гладких спор *Cyathidites* spp., *Osmundacidites* spp., двухмешковый пыльцы голосеменных и небольшим количеством спор теплолюбивых папоротников. ПК 2 по общему составу и характерным таксонам сопоставляется с зональным комплексом ,редней части эренской свиты (рис. 2) встречены единичные экземпляры диноцист Mancodonium semitabulatum Morgenroth, которые имеют довольно широкий стратиграфический диапазон распространения – верхний плинсбах – байос.

Выше по разрезу в верхней части эренской свиты установлен палинокомплекс 3 (ПК 3) (рис. 2) с преобладанием пыльцы голосеменных, спор циатейных и осмундовых папоротников и единичными спорами растений-теплолюбов, из Евро-Синийской фитогеографической области. Данный палинокомплекс соответствует зональному комплексу палинозоны 7 – Piceapollenites variabiliformis, Cyathidites minor, Osmundacidites spp., Dipteridaceae, Marattisporites scabratus, слоев 7б – Piceapollenites spp., Stereisporites spp., Quadraeculina limbata, Dictyophyllidites spp., Marattisporites scabratus (Шурыгин и др., 2000; Ильина и др., 2003; Решение…, 2004).

Палинокомплекс 4 (ПК 4) выделен в породах арангастахской и большей части юрюнгтумусской свит (рис. 2). Для него характерно доминирование споровой части над пыльцевой с многочисленными спорами осмундовых и циатейных папоротников и постоянным присутствием спор *Neoraistrickia rotundiformis* (Kara-Murza) Tarasova, пыльцы *Pinus divulgata* Bolchovitina. Все вышеперечисленные черты характерны для **палинозоны 9** – Cyathidites spp., Neoraistrickia rotundiformis, Lycopodiumsporites intortivallus, Dicksonia densa. Стратиграфический интервал – байос (Шурыгин и др., 2000; Ильина и др., 2003; Решение…, 2004).

В самой верхней части разреза (рис. 2), представленного юрюнгтумусской свитой, установлен палинокомплекс 5 (ПК 5), который имеет черты нижележащего комплекса, и комплекса характерного для **палинозоны 10**, такие как: регулярное присутствие пыльцы *Classopollis* spp., *Quadraeculina limbata* Maljavkina и *Vitreisporites pallidus* (Reissinger) Nilsson. Но при этом отсутствуют такие таксоны как *Sciadopityspollenites macroverrucosus* (Thiergart) Iljina, *Lophotriletes torosus* Sachanova et Iljina, *Uvaesporites cerebralis* Tralau и *Perotriletes zonatoides* Schulz. В связи с тем, что комплекс видимо является переходным и носит черты и байосской, и батской палинозон, возраст вмещающих отложений можно определить как верхний байос – нижний бат (Шурыгин и др., 2000; Ильина и др., 2003; Решение…, 2004).

Цисты динофлагеллят

В нижней части аиркатской свиты и в средней части эренской свиты (рис. 2) встречены единичные экземпляры диноцист *Mancodonium semitabulatum* Morgenroth, которые имеют довольно широкий стратиграфический диапазон распространения – верхний плинсбах – байос.

В верхней части эренской свиты (рис. 2) определено большое количество *Phallocysta eumekes* Dörhöfer et Davies, что позволяет установить биостратон в

ранге слоев с Phallocysta eumekes. Стратиграфическое положение биостратона – верхи нижнего–низы верхнего тоара (Горячева, 2017).

В самых верхах разреза (юрюнгтумусская свита; рис. 2) зафиксирована находка одного экземпляра плохой сохранности предположительно рода *Kallosphaeridium*, имеющий стратиграфический интервал распространения - средняя юра – мел.

На протяжении всего разреза были встречены акритархи, празинофиты, зеленые зигнемовые и колониальные водоросли.

Заключение

В результате проведенных исследований впервые получена столь полная палинологическая харатеристика нижне-среднеюрского разреза п-ва Юрюнг-Тумус, что позволит (**позволяет**) уточнить региональные биостратиграфические схемы севера Восточной Сибири по палиноморфам. Изучение разреза имеет важное значение, так как он охарактеризован разными группами макро- и микрофауны, что позволяет (делает возможным) напрямую сопоставить палинологические и фаунистические данные. В дальнейшем предполагается публикация с подробным изложением новых полученных палинологических данных.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке Минобрнауки России (проект № FWZZ-2022-0004).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Горячева А.А. Биостратиграфия нижнеюрских отложений Восточной Сибири по данным палинологии // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2017. – Т. 25. – № 3. – С. 29-60.

2. Дзюба О.С., Шурыгин Б.Н., Изох О.П., Кузнецов А.Б., Косенко И.Н. Изотопы C, O и Sr в рострах белемнитов из байоса-бата Арктической Сибири и их значение для глобальной корреляции и палеогеографических реконструкций // Геология и геофизика – том 64 – № 11 – С. 1561-1585 – 2023.

3. Ильина, В. И. Палинология юры Сибири. М.: Наука, 1985. – 237 с.

4. Ильина В.И., Кабанова В.М., Костеша О.Н., Касаткина Г.В., Сушакова А.В., Трубицына А.Н., Фрадкина А.Ф. К палинологическому обоснованию региональной стратиграфической схемы нижней и средней юры (без келловея) Западной Сибири // Проблемы стратиграфии мезозоя Западно–Сибирской плиты (материалы к Межведомственному стратиграфическому совещанию по мезозою Западно–Сибирской плиты). Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – С. 49–67.

5. Калинко М.А. Геология и нефтеносность полуострова Нордвик (Юрюнг-Тумус). Ленинград: Изд-во Главсевморпути, 1953. Том 75. 168 с.

6. Меледина С.В., Нальняева Т.И., Шурыгин Б.Н. Юра Енисей-Хатангского прогиба: Нордвикская зона, типовой разрез. - Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1987. - 1 28 с.

7. Меледина С.В., Князев В.Г., Маринов В.А., Алифиров А.С., Игольников А.Е. Новое в аммонитовой стратиграфии юры полуострова Юрюнг-Тумус // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Шестое Всероссийское совещание (г. Махачкала, 15-20 сентября 2015 г.): Научные материалы – АЛЕФ – Махачкала. 2015.– С. 184-186.

8. Никитенко Б.Л. Фораминиферы из типового разреза юры Нордвикской зоны (север Средней Сибири) // Детальная стратиграфия и палеонтология юры и мела Сибири. Тр. Ин-та геол. и геофиз. СО АН СССР – Наука. Сиб. отд-ние – Новосибирск – 1991 - № 769 – С. 78-106.

9. Никитенко Б.Л. Стратиграфия, палеобиогеография и биофации юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды). Новосибирск: Параллель, 2009. – 680 с.

10. Никитенко Б.Л., Шурыгин Б.Н., Князев В.Г., Меледина С.В., Дзюба О.С., Лебедева Н.К., Пещевицкая Е.Б., Глинских Л.А., Горячева А.А., Хафаева С.Н. Стратиграфия юры и мела Анабарского района (Арктическая Сибирь, побережье моря Лаптевых) и бореальный зональный стандарт // Геология и геофизика – том 54 – № 8 – С. 1047-1082 – 2013.

11. Решение 6–го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

12. Сакс В.Н., Грамберг И.С., Ронкина З.З., Аплонова З.Н. Мезозойские отложения Хатангской впадины. - Л.: Гостоптехиздат, 1959. - 226 с.

13. Стратиграфия юрской системы севера СССР. - М.: Наука, 1 976. - 435 с.

14. Урман О.С., Шурыгин Б.Н., Дзюба О.С. Стратиграфические диапазоны ретроцерамовых зон байоса - бата п-ова Юрюнг-Тумус (север Сибири) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири – № 11с – С. 21-28 – 2022.

15. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П., Ильина В.И., Меледина С.В., Гайдебурова Е.А., Дзюба О.С., Казаков А.М., Могучева Н.К. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. Новосибирск: Изд–во СО РАН, филиал “ГЕО”, 2000. – 480 с.

16. de Lagausie B., Dzyuba O.S. Biostratigraphy of the Bajocian-Bathonian boundary interval in northern Siberia: new data on belemnites from the Yuryung-Tumus peninsula // Bulletin de la Societe Geologique de France – том 188 – № 1-2 – С. 1-9 – 2017.

17. Dzyuba O.S., de Lagausie B. New belemnites (Megateuthididae, Cylindroteuthididae) from the Bajocian and Bathonian of the Yuryung-Tumus Peninsula, northern Siberia, Russia and their palaeobiogeographic implications // PalZ = Palaontologische Zeitschrift – том 92 – № 1 – С. 87-105 – 2018.

© А. А. Горячева, 2025

УДК 571.53:551.732+553.631
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-22-29

И. А. Губин[1]✉, С. А. Моисеев[1,2]

Закономерности распределения соленасыщенных горизонтов кембрия на территории Ангаро-Ленской НГО

[1] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, Российская Федерация
[2] Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Аннотация. Впервые за последние полвека после работ Жаркова М.А., Карасева И.П., Карасева О.И., Пиннекера Е.В., Чечеля Э.И, Яншина А.Л. и других исследователей кембрийского солеродного бассейна для территории Иркутского амфитеатра построены региональные карты соленасыщенности усольской, бельской, ангарской и литвинцевской свит, а также карты их толщин. Для усольской свиты учтена мощность трапповой интрузии. Показано изменение положения депоцентра солеродного бассейна на каждый из четырех этапов кембрийского соленакопления. Выявлены линейные уравнения регрессии для расчета суммарных толщин солей по каждой свите. Наибольшей соленасыщенностью (70-80%) характеризуется усольская свита, наименьшей – бельская (20-30%). Уточнены контуры развития солей и выявлены зоны максимальной соленасыщенности, рассматриваемые как благоприятные для обнаружения рапоносных рассолов, перспективных на гидроминеральное сырье, а также для обустройства газовых хранилищ в соляных кавернах.

Ключевые слова: кембрий, солеродный бассейн, Ангаро-Ленская НГО, этап соленакопления

I. A. Gubin[1]✉, S. A. Moiseev[1, 2]

Distribution patterns of salt-saturated Cambrian horizons within the Angara-Lena oil and gas area

[1] The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation
[2] Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Abstract. For the first time in the last half century, after the works of Zharkov M.A., Karasev I.P., Karasev O.I., Pinnecker E.V., Chechel E.I., Yanshin A.L. and other researchers of the Cambrian salt basin, regional maps of salinity saturation of the Usolska, Belaya, Angara and Litvintzevo formations, as well as maps of their thicknesses, within the Irkutsk Amphitheater are constructed. The structural construction takes into account the thickness of the trap for the Usolska fm. The change of the salt basin depocenter position is considered. The article provides linear regression equations for calculating the total salts thickness. The Usolska fm characterized by the highest salinity (70-80%), the Belaya fm by the lowest (20-30%). We clarified the boundaries of salt development and identified maximum salinity saturation zones, which are favorable for the discovery of strong brines and promising for hydromineral raw, as well as for the construction of gas storage facilities in salt caverns.

Keywords: Cambrian, salt basin, Angara-Lena OGA, salt accumulation stage

Введение

Солеродный бассейн нижнего-среднего кембрия в южной части Сибирской платформы развита на площади более 600 000 км^2. Мощные соляные толщи образовывались в бассейнах с особым устойчивым гидрохимическим режимом, которые сообщались с океаном через ряд длительно существовавших полуизолированных промежуточных бассейнов, современных аналогов которым не существует [Яншин, 1961].

Вдоль восточной границы Ангаро-Ленской НГО более чем на 2000 км протягивается полоса, сложенная преимущественно нижне-среднекембрийскими отложениями, смятыми в линейные складки (Прибайкальская и Непская зоны дислокаций). Предполагается определяющая роль соляного тектогенеза в формировании этих структур. Среди них обособляются Божеханское, Казачинское, Усть-Кутское, Жигаловское и другие валообразные поднятия. Они контролируют распределение нефти, газа, подземных вод и солей в нижне-среднекембрийских отложениях. К осевым частям валов приручены Марковское, Нарьягинское, Знаменское и другие месторождения. Чиканский и Хандинский валы ограничивают уникальное Ковыктинское месторождение.

В нижне-среднекембрийском разрезе осадочного чехла Ангаро-Ленской НГО выделяются 4 регионально соленасыщенных свиты: усольская, бельская, ангарская и литвинцевская. Булайская свита, залегающая между бельской и ангарской, сложена бессолевыми относительно однородными породами, мощность которых довольно постоянна и изменяется в пределах 100-150 м. Общая мощность не нарушенных соленосно-карбонатных пород составляет около 1700-1800 м, из которых на долю каменной соли приходится до 900 м.

С нижнекембрийскими галогенно-карбонатными отложениями связано проявление литиевой галогенно-карбонатной формации. Литиеносными являются гипсы, доломиты, брекчии глинистых доломитов, галопелиты. Соленосные горизонты помимо самостоятельного поискового значения (на каменные и калийные соли), также являются лучшими флюидоупорами и, кроме того, могут рассматриваться в качестве потенциальных объектов для обустройства гелиевых хранилищ путем создания соляных каверн.

В связи с этим актуальной задачей является построение региональных карт толщин солей на разные стратиграфические уровни на современной геологической основе.

Методы и материалы

Нами был собран и проанализирован материал по более чем 400 скважинам Ангаро-Ленской НГО. Составлены корреляционные схемы, уточнены стратиграфические разбивки. С использованием описаний керна, материалов ГИС, литологических колонок были выделены отдельные пропластки солей и подсчитаны их суммарные толщины по каждой свите. Итогом работы явились детальные карты толщин свит и их соленасыщенности (рис. 1-4). Дадим краткую характеристику полученных результатов.

Результаты

При расчете толщин усольской свиты и ее соленасыщенности была учтена мощность одноименного силла, который развит в северной части Ангаро-Ленской НГО. К югу он полностью выклинивается примерно по линии, соединяющей скважины Харанжнинская-7 – Усть-Кадинская-162 – Подволочная-161 – Чорская-2 – Южно-Усть-Кутская – Омолойская, за исключением двух небольших «языков», заходящих на Левобережную и Жарковскую площади. Увеличенные толщины силла в усольской свите (более 100 м) вскрыты на Верхнекатангской, Грузновской, Жарковской, Заярской, Илимской, Казаркинской и других площадях. Максимальная толщина 179 м отмечена в скв. Ялыкская-262.

В пределах Ангаро-Ленской НГО усольская свита распространена повсеместно. Общая мощность свиты (за вычетом силла) относительно выдержанна и составляет в среднем 700-900 м (рис. 1). При этом выделяются две обширные области увеличенных толщин в районе Присаяно-Енисейской синеклизы и южной части Ангаро-Ленской ступени (площади Тыреть, Кутулик, Бохан, Ахины), видимо соответствующие двум самостоятельным бассейнам – Северному и Южному. Резкие изменения мощности и фаций усольской свиты наблюдаются по линии, параллельной предгорью Восточного Саяна (Тыреть – Тулун – Тайшет). По линии, перпендикулярной Восточному Саяну (Тулун – Тангуй – Заярск – Нижне-Илимск), отложения усольской свиты сохраняют свою литолого-фациальную характеристику. По линии Атовка – Тыпта – Жигалово – Марково усольская свита испытывает значительные изменения мощностей, связанные с влиянием соляной тектоники. В линейной диапировой структуре вдоль Жигаловского разлома мощность соленосной толщи достигает 1400 м (скв. Жигаловская Р-1) – 1550 м (Тыптинская СП-1).

По мере приближения к Восточному Саяну соленосно-карбонатные породы замещаются карбонатными, а затем терригенно-карбонатами, что указывает на прибрежные условия осадконакопления [Горбачев, 1968]. На северо-востоке (Усть-Кутский свод) мощность усольской свиты сокращена и не превышает 550 м, а в пределах прогибов сильно увеличивается, достигая в Прибайкальском прогибе 1000 м.

Между мощностью усольской свиты и суммарным содержанием в ней пропластков солей имеется тесная взаимосвязь, выражаемая формулой: $\sum\Delta H(\text{соль})=0{,}783*\Delta H(\text{усольская})-105{,}7$ с коэффициентом детерминации 0,89.

В усольское время в условиях жаркого климата отлагались галогенные породы в чередовании с карбонатными. Усольская свита отличается наибольшей соленасыщенностью среди других свит кембрия в среднем превышающей 60% (рис. 1). Каменная соль образует многочисленные (30-50) пропластки мощностью от 1-10 до 60 м, чередующиеся с подчиненными междупластьями сульфатно-карбонатных пород. От подошвы к кровле усольской свиты мощность соляных пластов уменьшается. Интервалы солей хорошо выделяются по комплексу ГИС. Они состоят преимущественно из галита бесцветного, розового, красного средне – и крупнокристаллического и местами отличается исключительной чи-

стотой. Количество редких щелочных металлов Li, Rb, Cs в известняках, доломитах и соли ничтожно мало и контролируется, по-видимому, примесью глинистого вещества [Государственная…, 2009].

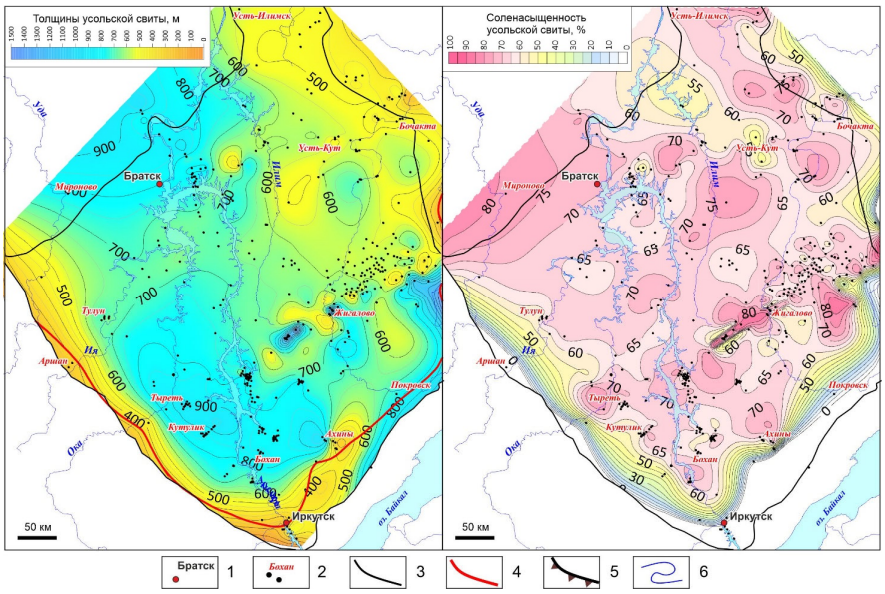


Рис. 1. Толщина и соленасыщенность усольской свиты

Условные обозначения: 1 – населенные пункты, 2 – площади глубокого бурения и местоположение скважин, 3 – граница Ангаро-Ленской НГО, 4 – граница распространения солей, 4 – граница распространения свиты, 6 – гидросеть.

В южных областях Сибирской платформы широко распространены процессы вымывания солей из верхних частей разреза кембрия. Так, на Кутуликской площади в верхней части разреза усольской свиты по линии скважин 6, 4, 8, 5, 2, 3 верхняя граница солей стратиграфически снижается в юго-западном направлении к Присаянью. В верхней части свиты прослеживается исчезновение солей. Н.В. Мельниковым с соавторами этот факт объясняется выщелачиванием солей в новейшее время в связи с процессами неотектонического подъема территории [Мельников и др., 1980]. Зеркало солей повторяет дневной рельеф, а вышележащие свиты на Кутуликской площади обессолены.

Бельская свита также распространена повсеместно в пределах Ангаро-Ленской НГО. Ее мощности регионально увеличиваются в северо-западном направлении от 200 до 600 м (рис. 2). К Присаянью и Прибайкалью мощности бельской свиты резко сокращаются. Отчасти это связано с вымыванием солей. В районах Ахины и Покровска по увеличенным мощностям бельской свиты выделяется Прибайкальский прогиб.

В районах Жигалово – Балыхта – Атовка резкие колебания мощности свиты связаны с валообразными поднятиями и впадинами. В качестве примера можно привести Рудовскую площадь, где в скв. № 176 в интервале 1145-1477 м вскрыты отложения верхнебельской подсвиты, представленные преимущественно каменной солью аномальной толщиной 332 м. Начиная с кровли бельской свиты,

вскрытый разрез в этой скважине значительно отличен от разреза соседней скв. № 175, где солей всего 39 м, и не соответствует проектному. Расстояние между скважинами менее 2 км.

Сравнивая мощности усольской и бельской свит можно с определенной достоверностью сделать вывод о сохранении депоцентра Северного солеродного бассейна в Присаяно-Енисейской синеклизе и исчезновении Южного бассейна.

Поскольку соленосные фации отлагались преимущественно в позднебельское время, соленасыщенность свиты в целом значительно уступает усольской и составляет в среднем 20-30%. Между мощностью бельской свиты и суммарным содержанием в ней пропластков солей также имеется тесная связь: $\sum\Delta H(\text{соль})=0{,}683*\Delta H(\text{бельская})-200{,}8$ с коэффициентом детерминации 0,80.

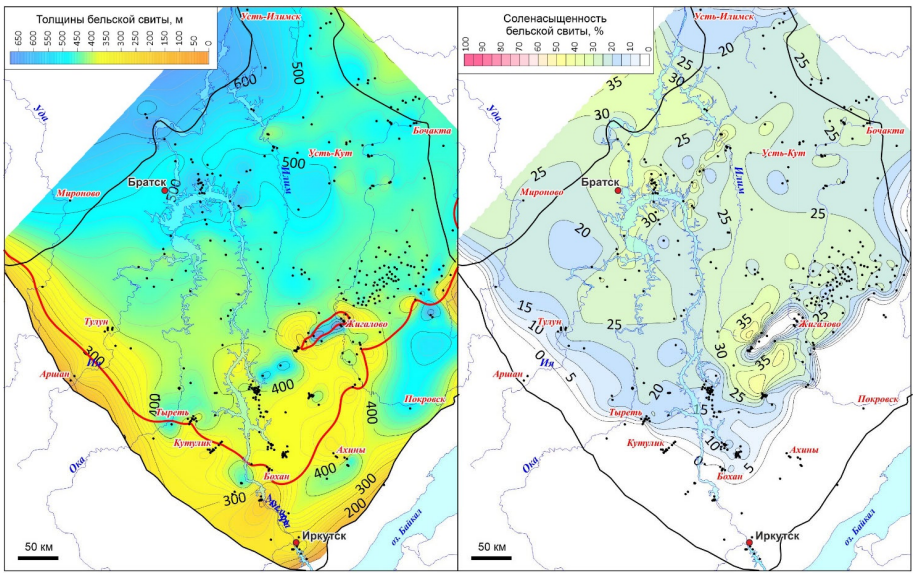


Рис. 2. Толщина и соленасыщенность бельской свиты
Условные обозначения: см. рис. 1.

В районе Жигаловского вала соли полностью выдавлены из свиты и на Жигаловской, Тыптинской и Балыхтинской площадях ее разрез существенно сокращен до 300-320 м, однако в усольской свите он аномально «раздут». Обратная картина наблюдается на соседних площадях – Высотной, Знаменской и Рудовской.

Количество пластов каменной соли на разных площадях изменяется от 6-8 до 20-30, при мощности от 1,5 до 62 м [Пиннекер, 1966]. Увеличение суммарного содержания соли (150-200 м) фиксируется в пределах Литвинцевского вала и Братского выступа.

Линия выщелачивания солей закартирована на Кутуликском и Тыретском профилях глубокого бурения. Вдоль линии Тыретских скважин №№ 3–5–7–8 в юго-западном направлении происходит закономерное уменьшение толщин солей 72–10–7–0 м. Аналогично на Кутуликском профиле по скважинам №№ 3–1–2 мощности солей составляют 6–2–0 м. Резкое сокращение суммарной мощности

солей отмечено на Верхоленской (с 64 м до 5 м), Тутурской (со 109 м до 11 м) и других площадях.

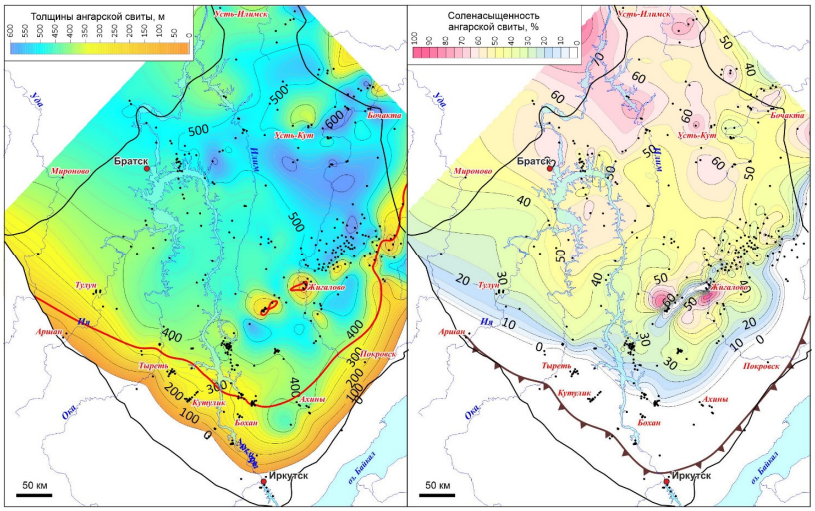


Рис. 3. Толщина и соленасыщенность ангарской свиты
Условные обозначения: см. рис. 1.

Область осадконакопления на юге Сибирской платформы к началу формирования осадков ангарской свиты значимо сократилась. Максимальные мощности ангарской свиты приурочены к Тутурскому участку (529 м), Высотной (567 м), Мамырской (608 м) площадям и к долине р. Лена (на участке Бочакта – Ковыктинское ГКМ, до 660 м). На карте толщин (рис. 3) отчетливо выделяется главный депоцентр бассейна, расположенный в восточной части Ангаро-Ленской НГО, Южно-Усть-Кутская (Скокнинская) площадь. Зона увеличенных толщин имеет форму треугольника. К западу от нее отмечается равномерное уменьшение мощности до 300-320 м, на восток происходит резкое сокращение до 200 м. В западной части юга Сибирской платформы мощность ангарской свиты увеличивается с юго-запада на северо-восток от 366-393 м (Нижнеудинск – Азей) до 458-480 м (Тангуй – Мироново). Мощность увеличивается за счет появления в разрезе свиты сульфатно-соленосных образований [Горбачев, 1968].

Соленасыщенность ангарской свиты находится на среднем уровне – 40-60%. Несмотря на более высокое гипсометрическое положение область развития соленосных горизонтов превышает зону бельских солей. Соли также отсутствуют в районе Жигаловского вала, будучи выжатыми в его бортовые части (рис. 3).

Зависимость общих толщин солей в ангарской свите от ее толщины описывается линейным уравнением регрессии: $\sum\Delta H(\text{соль})=1{,}077*\Delta H(\text{ангарская})-300{,}04$ с коэффициентом детерминации 0,78. Максимальные толщины солей (до 364 м) приурочены к Литвинцевскому валу, Южно-Усть-Кутской и Купской площадям. На Ковыктинской площади в скв. №№ 72 и 18, характеризующимся высокими значениями суммарных толщин солей – 319 и 280 м соответ-

ственно, встречены осложнения, связанные с рапопроявлениями, аварийные выбросы рассолов.

В среднем кембрии к концу амгинского века завершается продолжительный этап венд-кембрийского соленакопления, за которым последует региональный предмайский перерыв, уничтоживший значительную часть ранее накопленных отложений на Сибирской платформе [Мельников, 2009].

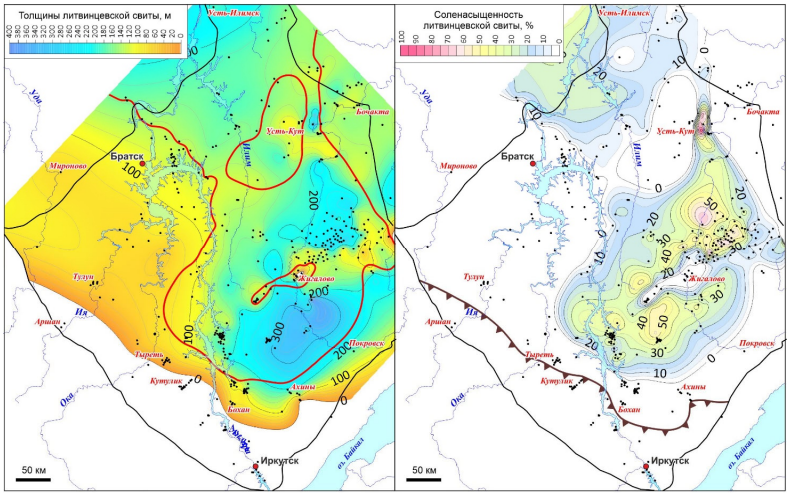


Рис. 4. Карты толщин и соленасыщенности литвинцевской свиты
Условные обозначения: см. рис. 1.

Область осадконакопления на юге продолжала сокращаться. Депоцентр бассейна в литвинцевское время сместился на юг, на территорию между современными Божеханским и Жигаловским валами. Мощность литвинцевской свиты здесь составляет 300-360 м. Обширная область пониженных толщин (менее 120 м) протягивается к западу от русла р. Ангары. Ей отвечает зона отсутствия солей в литвинцевской свите (рис. 4). Соли отсутствуют также в пределах Жигаловского вала и на Усть-Кутском своде, где сокращение общих толщин свиты не такое очевидное.

Проявление соляной тектоники зафиксировано на северо-востоке Ангаро-Ленской НГО в южной части зоны Непских дислокаций. На Усть-Кутской площади в скв. № 2 вскрыто 180 м солей при общей мощности свиты 308 м. Здесь сейсморазведкой выявлены зон интенсивных нарушений (зоны дробления), протягивающиеся в виде узких (1-3 км) полос в субмеридиональном направлении. В надсолевом структурном комплексе отмечены многочисленные линейные складки (Купский, Усть-Кутский, Огневский, Якуримский и другие валы). Не исключено, осевые части некоторых из них также образованы солями. Степень дислоцированности пород нарастает с запада на восток, в направлении к Байкальской складчатой системе.

Зависимость между толщинами солей в литвинцевской свите и ее общей толщиной имеет вид: $\sum\Delta H(\text{соль})=0{,}779*\Delta H(\text{литвинцевская})-87{,}66$, коэффициент

детерминации 0,81. Максимальные толщины солей приурочены к Ковыктинской площади (до 160 м), и Коркинско-Христофоровской зоне (до 120 м).

Заключение и выводы

Развитие солеродного бассейна в кембрийский период было весьма сложно, о чем свидетельствует непостоянство положения его депоцентра на разные этапы соленакопления. Выявленные зоны увеличенных толщин солей на юге Ангаро-Ленской НГО в усольской, бельской, ангарской и литвинцевской свитах могут рассматриваться как благоприятные для обнаружения рапоносных рассолов, перспективных на гидроминеральное сырье, а также для создания искусственных каверн в солях с целью хранения газа, в частности, гелия.

Благодарности

Исследование выполнено в рамках проекта ФНИ № FWZZ-2022-0008.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Горбачев В.Ф. Палеотектонический критерий оценки перспектив на нефть и газ закрытых территорий (на примере юга Сибирской платформы) // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. – М.: Недра, 1968. – С. 384-393.

2. Государственная геологическая карта Российской федерации. Масштаб 1: 1 000 000 (третье поколение). Лист N-48-Иркутск. Объяснительная записка. – СПб.: Картфабрика ВСЕГЕИ, 2009. – 574 с.

3. Пиннекер Е.В. Рассолы Ангаро-Ленского артезианского бассейна. – М.: Наука, 1966. – 332 с.

4. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосных бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). – Новосибирск, 2009. – 148 с.

5. Мельников Н.В., Ефимов А.О., Сафронова И.Г., Шемин Г.Г., Стариков Л.Е. Некомпенсированные прогибы и зоны вымывания солей в разрезе кембрия юга Сибирской платформы // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы. Сб. науч. тр. СНИИГГиМСа. Новосибирск. Вып. № 284. – 1980. – С. 36-50.

6. Яншин А.Л. О глубине солеродных бассейнов и некоторых вопросах формирования мощных соляных толщ // Геология и геофизика. – № 1. – 1961. – С. 3-15.

© И. А. Губин, С. А. Моисеев, 2025

УДК: 56.016.3:551.734.5:571.17
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-30-37

Н. Г. Изох[1]✉

Биостратиграфия верхнего девона по конодонтам складчатого обрамления юга Западной Сибири

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru

Аннотация. Приведена биостратиграфическая характеристика по конодонтам верхнедевонских отложений Зарубинско-Лебедянской и Яя-Барзасской структурно-фациальных подзон Алтае-Саянской складчатой области. Конодонтами охарактеризованы франские, нижне- и верхнефаменские отложения. Уточнено по конодонтам положение франско-фаменской границы внутри косоутесовских слоев пещеркинского горизонта.

Ключевые слова: Верхний девон, биостратиграфия, конодонты

N. G. Izokh[1]✉

Conodont biostratigraphy of the Upper Devonian folded border of the south of West Siberia

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru

Abstract. The biostratigraphic characteristics of the Upper Devonian deposits of the Zarubino-Lebedyanka and Yaya-Barzas structural-facial subzones of the Altai-Sayan folded area are presented based on conodonts. Frasnian, Lower and Upper Famennian deposits are characterized by conodonts. The position of the Frasnian-Famennian boundary within the Kosoy Utyos Beds of the Peshcherka Horizon is specified based on conodonts.

Keywords: Upper Devonian, biostratigraphy, conodonts

Введение

Конодонты являются ортостратиграфической группой для зонального расчленения девонских отложений. Они характеризуются быстрыми темпами эволюции, на основе которой выделены детальные зональные шкалы, а их виды-индексы выбраны для обоснования нижних границ ярусов (GSSP) [1-3]. Нижняя граница зон определяется по единому принципу – первому появлению вида-индекса. Дополнительным критерием ее определения является присутствие предшествующего вида-индекса, а также характерного комплекса конодонтов. Продолжительность некоторых зон может составлять менее 200 тыс. лет.

Верхний девон Алтае-Саянской складчатой области на юге Западной Сибири представлен карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями [4-7]. Эти отложения содержат многочисленные остатки бентосной и пелагической фауны, характеризующие франский и фаменский интервалы. По результатам их

изучения были разработаны унифицированные стратиграфические схемы девона западной части Алтае-Саянской складчатой области (АССО) [8, 9]. В последние десятилетия проводятся работы по уточнению стратиграфической последовательности девонских отложений и разработки ее нового варианта. Следует отметить, что большое внимание при этом уделено изучению конодонтов, которые играют существенную роль при корреляции региональных подразделений с Международной и Общей стратиграфическими шкалами (МСШ и ОСШ).

Наиболее непрерывные франско-фаменские разрезы с богатыми комплексами фауны известны в карьерах и обнажениях по берегам р. Томь и ее притоков Зарубино-Лебедянской структурно-фациальной подзоны (СФПЗ) и по левому берегу р. Яя в районе бывших сел Яя-Петропавловское и Невский Яя-Барзасской СФПЗ (Рис. 1)[7, 10-13, 14]. В изученных разрезах выявленные комплексы конодонтов различаются в качественном и количественном отношении.

Рис. Местонахождение изученных разрезов по правому берегу р. Томь (Е-896) и в левобережье р. Яя (Е-9014 и БИ-096).

Материал

Конодонты изучены из опорных разрезов верхнего девона Зарубино-Лебедянской и Яя-Барзасской структурно-фациальных подзон. После химической препарировки карбонатных пород в слабых растворах уксусной кислоты получена коллекция конодонтовых элементов около 2500 экземпляров. Она представлена большим таксономическим разнообразием космополитных родов *Ancyrodella, Ancyrognathus, Ancyrolepis Icriodus, Mehlina, Palmatolepis, Polygnathus*, *«Polylophodonta», Pseudopolygnathus*, *Siphonodella* (*Eosiphonodella*). Большое разнообразие и хорошая сохранность конодонтовых элементов позволило обосновать выделение комплексов, характеризующих стандартные конодонтовые зоны для проведения межрегиональной корреляции изученных отложений с Общей стратиграфической шкалой.

Результаты

Зарубинско-Лебедянская структурно-фациальная подзона, бассейн р. Томь

Позднедевонские палеонтологические находки конодонтов обнаружены в типовых выходах глубокинской и соломинской свит, а также в косоутесовских и митихинских слоях пещеркинского горизонта.

Глубокинская свита представлена карбонатными слоистыми и массивно-слоистыми породами с небольшим комплексом конодонтов *Polygnathus angustidiscus* Youngquist, *Po. pseudoxylus* Kononova et al., *Po. webbi* Stauffer, *Po. dubius* Hinde, *Icriodus vitabilis* Nazarova*, Ic. symmetricus* Branson et Mehl и др.*,* характерным для зон punctata, hassi, jamieae и низы зоны rhenana среднего франа [2, 15, 16].

Соломинская свита характеризуется терригенными и терригенно-карбонатными породами с более разнообразным комплексом конодонтов. В нижней ее части встречены *Polygnathus aequalis* Klapper et Lane, *Po. normalis* Miller et Youngquist, *Po. webbi* Stauffer, *Palmatolepis hassi* Müller et Müller, *Ancyrodella nodosa* Ulrich et Bassler, *Belodella resima* Philip. В верхней ее половине появляются *Po. brevilaminus* Branson et Mehl, *Po.* aff. *Po. semicostatus* Branson et Mehl и *«Polylophodonta» samueli»* (Klapper et Lane), характерные для зоны rhenana. В ее кровле совместно с *Ancyrodella nodosa* Ulrich et Bassler, *«Polylophodonta» samueli* и *Po.* aff. *Po. semicostatus* обнаружен также *Pa.* cf. *Pa. praetriangularis* Ziegler et Sandberg. Установленная данная ассоциация конодонтов в верхней части соломинской свиты характерна для верхнего франа **(**зона linguiformis**)** [2, 15, 16]. В целом ассоциации конодонтов соломинской свиты характеризуют зоны rhenana и linguiformis верхнего франа.

Косоутесовские слои представлены слоистыми карбонатными породами с мелководной ассоциацией конодонтов зон linguiformis верхнего франа и triangularis нижнего фамена. В нижней их части определены «*Polylophodonta» samueli* (Klapper et Lane), *Icriodus alternatus alternatus* Branson et Mehl, *Ic. alternatus helmsi* Sandberg et Dreesen и *Pol. brevilaminus* Branson et Mehl.

В средней части слоев появляются *Ic. deformatus asymmetricus* Ji, *Ic. iowaensis* Youngquist et Peterson, *Po. izmensis* Kuzmin, характеризующие раннефаменский интервал и, соответственно, нижнюю границу фаменского яруса [2, 15, 16].

В верхней части слоев встречен богатый раннефаменский комплекс конодонтов *Palmatolepis triangularis* Sannemann, *Pa. praetriangularis* Ziegler et Sandberg, *Pa. minuta minuta* Branson et Mehl, *Pa. quadrantinodosalobata* Sannemann, *Pa. delicatula delicatula* Branson et Mehl, *Pa. clarki* Ziegler, *Pa. perlobata perlobata* Ulrich et Bassler, *Pa. subperlobata* Branson et Mehl*, Icriodus alternatus alternatus* Branson et Mehl, *Ic. alternatus helmsi* Sandberg et Dreesen и др. Этот комплекс характерен для зоны triangularis нижнего фамена [2, 15, 16].

Большее таксономическое и количественное разнообразие фаменских конодонтов было выявлено в слоистых терригенно-карбонатных породах *митихинских слоев*. Среди них определены - *Ancyrolepis cruciformis* Ziegler, *Palmatolepis triangularis* Sannemann, *Pa. perlobata schindewolfi* Müller, *Pa. quadrantinodosalobata* Sannemann, *Pa. clarki* Ziegler, *Polygnathus. brevilaminus* Branson et Mehl, *Icriodus alternatus alternatus* Branson et Mehl, *Ic. alternatus helmsi* Sandberg et Dreesen,

Ic. iowaensis iowaensis Youngquist et Peterson и др. Выявленный комплекс конодонтов характеризует зону crepida нижнего фамена [2, 15, 16].

На основе анализа имеющихся данных по конодонтам верхнего девона Зарубино-Лебедянской структурно-фациальной подзоны получены новые результаты:

- уточнен стратиграфический интервал региональных подразделений и скоррелирован с конодонтовой зональной шкалой;

- обосновано положение нижней границы фаменского яруса в разрезе «Косой утес» в средней части косоутесовских слоев. Ниже этого уровня в разрезе выявлены черносланцевые прослои, которые сопоставимы с позднефранским событием Верхний Кельвассер.

Яя-Барзаская структурно-фациальная подзона, левобережье р. Яя

В изученных опорных разрезах верхнего девона по левобережью р. Яя вскрыты яя-петропавловская, кельбесская, пещеркинская и подонинская свиты (горизонты) [4, 5, 10–13]. Эти отложения в основном представлены терригенными и терригенно-карбонатными породами, содержащими разнообразные комплексы фауны.

В *яя-петропавловской свите* известны находки конодонтов [10] *Polygnathus xylus* Stauffer, *Po. decorosus* (?) Stauffer, *Po*. aff. *alatus* Huddle, *Po. webbi?* Stauffer, *Po. pacificus* Savage et Furn., *Icriodus* cf. *subterminus* Youngquist, *Ic*. *symmetricus* Branson et Mehl, *Ic*. aff. *difficilis* Ziegler, Klapper et Johnson, *Ic. brevis angustulus* Seddon, *Ic. expansus* Branson et Mehl, характерные для конодонтовых зон transitans, punctata и hassi нижнего и среднего франа [2, 15, 16].

Единичные экземпляры конодонтов обнаружены только в верхней части *сергиевской свиты* [10]. Они представлены платформенными элементами вида *Polygnathus evidens* (?) Klapper et Lane, который встречается во франских отложениях [16, 17]. По положению в разрезе сергиевская свита может быть скоррелирована со верхней частью среднего франа (конодонтовые зоны верхней части hassi, jamieae и низы зоны rhenana) [13].

В *кельбесской свите* выделен комплекс конодонтов, основу которого составляют виды рода *Polygnathus* - *Polygnathus brevilaminus* Branson et Mehl, *Po*. aff. *Po. gracilis* Klapper et Lane, *Po. ovaliformis* Izokh, *Po. seraphimae* Ovnatanova et Kononova, *Mehlina gradata* Youngquist, характеризующие зоны rhenana–linguiformis верхнего франа [2, 15, 16, 17]**.**

В низах *пещеркинской свиты* установлены конодонты базальной зоны фаменского яруса triangularis – *Polygnathus izmensis* Kuzmin, *Icriodus iowaensis* Youngquist et Peterson и *Ic. cornutus* Sannemann. Следует отметить, что этот раннефаменский комплекс зафиксирован в разрезе выше положения нижней границы фаменского яруса, которая обоснована в верхней части слоя 13 (обр. Е-9014-13/5) по появлению фаменского зонального комплекса брахиопод *Cyrtospirifer tschernyschewi* Khalf., *Athyris globularis* (Phill.), *Cyrtina* aff. *C. recta* Hall и др. [11, 13, 18]**.**

Выше по разрезу в карбонатных прослоях *подонинской свиты* выявлены позднефаменские конодонты, которые характерны для нижней подзоны зоны

praesulcata, самой верхней конодонтовой зоны девонской системы. Комплекс конодонтов включает *Icriodus costatus* (Thomas), *Polygnathus delicatulus* Ulrich et Bassler, *Po. lenticularis* Gagiev, *Po. parapetus* Druce*, Po. symmetricus* E.R. Branson, *Pseudopolygnathus postinodosus* Rhodes, *Siphonodella* (*Eosiphonodella*) *praesulcata* Sandberg. Такой же комплекс конодонтов установлен и в разрезе, находящемся в левобережье р. Яя в районе бывшего п. Невский [14].

В типовых выходах верхнего девона Яя-Барзасской структурно-фациальной подзоны выявлены комплексы конодонтов, которые характеризуют франский, нижне- и верхнефаменский интервалы. При этом следует отметить, что в изученном разрезе по левому берегу р. Яя выше с. Яя-Петропавловское отсутствуют отложения большей части фаменского яруса (конодонтовые зоны crepida, rhomboidea, marginifera, trachitera, postera и expansa), что подтверждено также по распространению в разрезе брахиопод [13, 18].

Обсуждение

Разрезы верхнего девона складчатого обрамления юга Западной Сибири являются опорными как для Алтае-Саянской складчатой области, так и для всей Сибири. Они характеризуются разнообразными комплексами фауны – брахиоподы, кораллы, остракоды, строматопороидеи и др. На основе биостратиграфического анализа этих групп фауны были разработаны стратиграфические схемы расчленения девонских отложений, являющиеся официальными до сих пор [9]. В последние годы проводится комплексное исследование этих разрезов для уточнения действующих схем. Большое внимание уделяется конодонтам, которые считаются ортостратиграфической группой для девонской системы. За прошедший период были получены представительные коллекции конодонтов, которые дополнили фаунистическую характеристику региональных стратиграфических подразделений [10, 13]. Анализ имеющихся данных по конодонтам позволил уточнить корреляцию этих подразделений со стандартной стратиграфической шкалой и, соответственно, с конодонтовой шкалой.

При изучении верхнедевонских отложений в разрезе «Косой Утес» Зарубинско-Лебедянской СФПЗ по правому берегу р. Томь существовало две точки зрения проведения нижней границы фаменского яруса в разрезе, основанные главным образом, на распространении брахиопод в основании косоутесовских слоев пещеркинского горизонта [10, 11]. Однако, эта граница располагалась в основании разных пачек в разрезе. По данным М.А. Ржонсницкой, В.И. Краснова и др. эта граница была принята в основании тонкослоистых известняков (разрез 17/89, пачка 13) [10]. Вторая точка зрения была высказана Е.А. Елкиным, Р.Т. Грациановой, Н.К. Бахаревым и др. [11]. По их мнению, эта граница проводилась ниже по разрезу в основании пачки комковатых известняков Е-896-17 (= разрез 17/89, пачка 12 [10]).

В последнее время при анализе ассоциаций конодонтов и остракод, и с привлечением литологических и изотопно-геохимических результатов, было высказано мнение, что эта граница должна быть проведена выше по разрезу внутри косоутесовских слоев (середина пачки Е-896-19) по появлению конодонтов *Pol–*

ygnathus izmensis Kuzmin, *Icriodus iowaensis* Youngquist et Peterson и др. [19]. Ниже положения этой границы авторами были обозначены прослои сланцев темно-серых до черных, сопоставимых с проявлением глобального верхнефранского события Верхний Кельвассер, впервые зафиксированного в Сибири.

Изучение конодонтов в верхнедевонских разрезах Яя-Барзасской СФПЗ по р. Яя позволило проследить тот же комплекс конодонтов *Polygnathus izmensis* Kuzmin, *Icriodus iowaensis* Youngquist et Peterson и др., характеризующий нижнюю границу фаменского яруса, как и на р. Томь. Следует отметить, что уровень этой границы находится также выше первого появления раннефаменских брахиопод в данном разрезе *Cyrtospirifer tschernyschewi* Khalf., *Athyris globularis* (Phill.), *Cyrtina* aff. *C. recta* Hall и др. как и в разрезе «Косой Утёс» [11, 13, 18]**.**

Раннефаменский комплекс фауны в данном разрезе сменяется позднефаменскими комплексами брахиопод и конодонтов, последние характерныы для нижней подзоны зоны *Siphonodella* (*Eosiphonodella*) *praesulcata***.** Большая часть фаменского интервала в этом разрезе отсутствует.

Заключение

Проанализированы и обобщены опубликованные данные и материалы автора по конодонтам из опорных разрезов верхнего девона Зарубинско-Лебедянской и Яя-Барзасской СФПЗ западной части Алтае-Саянской складчатой области. На основе проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

1. Верхнедевонские отложения складчатого обрамления юга Западной Сибири включают космополитные виды конодонтов, характеризующие франский, нижнефаменский и верхнефаменский интервалы. Наибольшее их таксономическим разнообразие установлено в митихинских слоях пещеркинского горизонта в основании зоны crepida нижнего фамена. Верхи нижнего фамена, средний фамен и низы верхнего фамена конодонтами не охарактеризованы.

2. Уточнено положение нижней границы фаменского яруса в Зарубинско-Лебедянской и Яя-Барзасской СФПЗ по появлению раннефаменского комплекса конодонтов *Polygnathus izmensis* Kuzmin и *Ic. cornutus* Sannemann в средней части косоутесовских слоев, которое находится выше чем появление фаменского зонального комплекса брахиопод *Cyrtospirifer tschernyschewi* Khalf., *Athyris globularis* (Phill.), *Cyrtina* aff. *C. recta* Hall и др.

3. В подонинской свите Яя-Барзасской СФПЗ выявлены позднефаменские конодонты, которые характерны для нижней подзоны praesulcata - *Icriodus costatus* (Thomas), *Pseudopolygnathus postinodosus* Rhodes, *Polygnathus delicatulus* Ulrich et Bassler, *Po. lenticularis* Gagiev, *Po. parapetus* Druce*, Po. symmetricus* E.R. Branson, *Siphonodella* (*Eosiphonodella*) *praesulcata* Sandberg.

Благодарности

Статья подготовлена при научно-методической поддержке Государственной программы ФНИ ИНГГ СО РАН в рамках научной темы FWZZ-2022-0003.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ziegler W. Taxionomie und Phylogenie Oberdevonischer Conodonten und ihre stratigraphische Bedeutung // Abh. Hess. Land. Bodenforschung. 1962. Hf. 38. P. 1–166.

2. Ziegler W., Sandberg C.A. The Late Devonian Standard Conodont Zonation // Cour. Forsch.-Inst. Senckenb. 1990. V. 121. – 115 p.

3 Becker R.T. Gradstein, F.M. Hammer O. The Devonian Period // The Geologic Time Scale 2012. 2-volume set, Elsevier Science Ltd., 2012. P. 559–601.

4. Тыжнов А.В. Материалы по стратиграфии и тектонике девонских отложений северо-западной окраины Кузнецкого каменноугольного бассейна // Известия Зап.-Сиб. геол. упр. 1931. Т. XI. Вып. 1. С. 1–32.

5. Ротай А.П., Тыжнов А.В. Верхний девона окраин Кузнецкого бассейна / Ред. В.И. Яворский. Геология СССР. Кузнецкий бассейн. М.–Л.: Гос. Изд-во геол. литературы, 1940. Т. XVI. С. 99–119.

6. Ржонсницкая М.А. Кузнецкий прогиб и сопредельные районы Западной Сибири. // Стратиграфия СССР. Девонская система. Кн. 2. Наливкин В.Д., Ржонсницкая М.А., Марковский Б.П. (ред.). Москва: Недра, 1973. С. 15–55.

7. Легенда Кузбасской серии листов Государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1:200 000 (издание второе) / Г.А. Бабин, С.П. Шокальский, В.Н. Токарев, и др. (отв. исп.). Новокузнецк: ФГУГП «Запсибгеолсъемка», 1999. – 194 с., 11 табл.

8. Решения Межведомственного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем Сибири. М.: Госгеолтехиздат, 1959. – 91 с.

9. Решения Всесоюзного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем докембрия, палеозоя и четвертичной системы Средней Сибири. Новосибирск, 1979 г. Ч. II. Средний и верхний палеозой. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – 130 с.

10. Типовые разрезы пограничных отложений среднего и верхнего девона, франского и фаменского ярусов окраин Кузнецкого бассейна (Материалы V выездной сессии комиссии МСК по девонской системе, Кузбасс, 16-29 июля 1991 г.). Новосибирск: СНИИГГиМС, 1992. – 136 с.

11. Yolkin E.A., Gratsianova R.T., Bakharev N.K. et al. Devonian sea-level fluctuations on the south-western margin of the Siberian continent // Cour. Forsch.-Inst. Senckenb. 1997. V. 199. P. 83–98.

12. Карцева Г.Н., Цирлина В.Б. Стратиграфия девонских отложений Кузнецкого бассейна // ТР. ВНИГРИ. Нов. сер. 1956. Вып. 95. Геол. сб. № 2. С. 147–164.

13. Bakharev N.K., Izokh N.G., Yazikov A.Yu., Shcherbanenko T.A., Anastasieva S.A., Obut O.T., Saraev S.V., Peregoedov L.G., Khromykh V.G., Rodina O.A., Timokhina I.G., Kipriyanova T.P. Middle-Upper Devonian and Lower Carboniferous biostratigraphy of the Kuznetsk Basin: Field Excursion Guidebook. Intern. conf. "Biostratigraphy, paleogeography and events in Devonian and Lower Carboniferous" (SDS/IGCP 596 joint field meeting). (Novosibirsk, July 20-August 10, 2011). - Novosibirsk: Publ. House SB RAS, 2011. – 96 p.

14. Изох Н.Г., Андреева Е.С. Конодонты зоны Siphonodella praesulcata в разрезах верхнего девона северо-восточной окраины Кузнецкого бассейна // Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология». Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013. IX Междунар. науч. конгр., 15–26 апреля 2013 г. Новосибирск. Т. 1. С. 120–122.

15. Барсков И.С. Воронцова Т.Н., Кононова Л.И., Кузьмин А.В. Определитель конодонтов девона и нижнего карбона. М.: Изд-во МГУ, 1991. – 184 с.

16. Ji Q., Ziegler W. The Lali Section: An Excellent Reference Section for Upper Devonian in South China // Cour. Forsch.-Inst. Senckenberg. 1993. V. 157. P. 1–183.

17. Ovnatanova N.S., Kononova L.I. Conodonts and Upper Devonian (Frasnian) Biostratigraphy of Central Regions of Russian Platform // Courier Forsch. - Institute Senckenberg. – 2001. Bd. 233. S. 1-115.

18. Yazikov A.Yu., Izokh N.G., Shcherbanenko T.A. Brachiopods and conodonts from the Frasnian/Famennian boundary strata in the Upper Devonian Yaya section (north-western margin of the Kuznetsk Basin, Barzas Region) // Biostratigraphy, paleogeography and events in Devonian and Lower Carboniferous (SDS / IGCP 596 joint field meeting): Contributions of International Conference in memory of Evgeny A. Yolkin. Ufa, Novosibirsk, July 20 – August 10, 2011. Novosibirsk: Publishing House of SB RAS. 2011. P. 169–172.

19. Изох О.П., Изох Н.Г., Попов Б.М., Сараев С.В. Био-, литостратиграфические и геохимические маркеры глобальных событий верхнего девона юга Западной Сибири и их потенциал для межрегиональных корреляций // Геология и геофизика. 2024. Т. 65. № 8. С. 1142—1169. doi: 10.15372/GiG2023207, EDN: IXKWUO. https://elibrary.ru/item.asp?id=55158807

© Н. Г. Изох, 2025

УДК 553.98+550.42+551.76
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-38-45

Е. А. Костырева[1]✉, И.С. Сотнич[1]

Особенности фракционирования углерода в органическом веществе баженовской свиты юго-востока Западной Сибири

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru

Аннотация. Цель данной работы – на основе сравнительного анализа изотопного состава углерода (ИСУ) органического вещества и группового состава битумоидов баженовской свиты выявить особенности фракционирования углерода органического вещества при миграционных процессах. Установлено, что хлороформенные экстракты (и аллохтоннные, и автохтонные), в среднем, более обогащены изотопом C^{12} по сравнению с органическим веществом и керогеном ((-31,1) против (-30,5)‰). Такая закономерность наблюдается как в целом, так и по отдельным площадям. Показано, что несмотря на соблюдение модели хроматографической дифференциации битумоидов в ходе миграции классическая схема фракционирования изотопов в зависимости от полярности групп соединений органического вещества наблюдается не всегда, что, по-видимому, объясняется невысокой преобразованностью органического вещества.

Ключевые слова: изотопный состав углерода, органическое вещество, хлороформенный экстракт (битумоид), баженовская свита, Западная Сибирь

E. A. Kostyreva[1]✉, I. S. Sotnich[1]

Features of carbon fractionation in the organic matter from the Bazhenov formation of the south-eastern Western Siberia

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru

Abstract. The study aims to identify the characteristics of carbon fractionation during migration processes through a comparative analysis of the isotopic composition of organic matter and the group composition of bitumoids (source rock extracts) of the Bazhenov Formation. The chloroform extracts (both allochtonous and autochthonous) has been established to be, on average, more enriched in the C^{12} isotope compared to organic matter and kerogen ((-31,1) versus (-30,5)‰). This trend is observed both in general and for individual areas. It is shown that, although the model of chromatographic differentiation of bitumoids during migration is followed, the classical scheme of isotopic fractionation according to the polarity of the organic matter groups does not always hold. This seems to be explained by the low thermal maturity of the organic matter.

Keywords: carbon isotope composition, organic matter, source rock extract (bitumoid), Bazhenov formation, Western Siberia

Введение

Одно из направлений органической геохимии – это геохимия изотопного состава углерода в нефтях и органическом веществе. В нашей стране основы этого

направления были заложены академиком РАН Галимовым Э. М. [Галимов, 1973, 1981, 2006, Galimov, 2006 и др.]. Результаты исследования изотопного состава углерода органического вещества Сибирского региона опубликованы в работах Конторовича А.Э., Богородской Л.И., Верховской Н.А., Вышемирского В.С., Голышева С.И., Падалко Н.Л., Тимошиной И.Д. и др. Закономерности фракционирования изотопов углерода в процессах фотосинтеза, диагенеза и катагенеза также выявляют генетические связи нафтидов с органическим веществом и являются доказательством эволюции нафтидогенеза, что предопределяет актуальность настоящей статьи [Вышемирский и др. 1971, Галимов, 1973, 1981, 2006, Galimov, 2006, Голышев 1984, Голышев и др., 1990, Конторович и др., 1985, 1985а, 1986, Конторович, 2004, Фурсенко и др., 2024 и др.]. Цель данной работы – на основе сравнительного анализа изотопного состава углерода органического вещества и группового состава битумоидов в баженовской свите выявить особенности фракционирования углерода при миграционных процессах.

Методы и материалы

Материал исследования включает выборку из 35 образцов пород баженовской свиты по 8 площадям (Арчинская, Горстовая, Западно-Квензерская, Казанская, Межовская, Ракитинская, Толпаровская, Южно-Майская) в которых было изучено органическое вещество по методике, разработанной в ИНГГ СО РАН под руководством академика РАН Конторовича А.Э. [Конторович и др., 2018]. Методика позволяет разделить битумоиды из баженовской свиты уже на этапе экстракции хлороформом на аллохтонные ($Б^{ОГД}$ и $Б^{ОРФ}$) из образцов открытых пор (образцов регулярной формы – ОРФ и грубого дробления – ОГД) и остаточные автохтонные ($Б^{ОМД}$) из закрытых пор (образцов мелкого дробления – ОМД) [Конторович и др., 2018]. В рамках данной работы в ИНГГ СО РАН под руководством к.х.н. Падалко Н.Л. дополнительно определен изотопный состав углерода ($\delta^{13}C$, в ‰) органического вещества пород (31 обр.), керогена (4 обр.), битумоидов ($Б^{ОРФ}$ - 15 обр., $Б^{ОГД}$ - 34 обр., $Б^{ОМД}$ - 34 обр.), а также 18 фракций 7 битумоидов из ОРФ Арчинской площади и 1 хлороформенного экстракта Казанской по методике МВИ № 01.09.21 «Методика выполнения измерений смещения изотопного состава углерода в пробах нефти и ее компонентов, продовольственном сырье, пищевых продуктах, объектах животного и растительного происхождения методом масс-спектрометрии», разработанной и аттестованной Химическим факультетом СПбГУ, зарегистрирована под номером ФР.1.31.2010.07131. Результаты: **по углероду** приведены к международному стандарту PDB, который представляет собой карбонат кальция белемнита позднемелового возраста из формации Пи-Ди (Южная Каролина).

Результаты

Содержание органического углерода в изучаемой коллекции повышенное и высокое (5,0 ÷ 17,3 %, при среднем 9,9%). Остаточный нефтегенерационный потенциал баженовской свиты (кероген II типа) в 85% образцов отличного качества (S_1 = 3,0-8,1, S_2 = 30,5-124,5 мг УВ/г породы, HI=446-718мгУВ/г$C_{орг}$, PI=0,04-

0,21). Значения температуры максимального выхода УВ изменяются от 421-423ºС и 421-425ºС в Арчинской и Южно-Майской площадях до 440-443 ºС в Западно-Квензерской, что соответствует по [Гончаров и др., 2013] стадиям катагенеза от $ПК_3$-$МК_1^1$ до $МК_1^2$ и подтверждается углепетрографическими определениями и значениями биомаркерных параметров [Фомин, 2011, Конторович и др., 2018, Сотнич, Костырева, 2024].

Выход аллохтонных битумоидов в большинстве образцов из ОГД меньше 0,5% (среднее 0,25%), а из ОРФ больше 0,5%. Содержание остаточных автохтонных битумоидов сопоставимо с $Б^{ОРФ}$ (среднее 0,75% против 0,71% соответственно). В групповом составе аллохтонных битумоидов в максимальной концентрации находятся углеводороды (до 73,7-77,0% в $Б^{ОГД}$ и 77,5-82,0% в $Б^{ОРФ}$). Значения отношения насыщенные УВ к ароматическим изменяются от 0,9 до 3,5 при среднем 1,7 в $Б^{ОРФ}$ и от 0,8 до 3,0 при среднем 1,5 в $Б^{ОГД}$. Среди асфальтово-смолистых компонентов при доминировании смол в 5,4-81,2 раза на асфальтены приходится не более 5,4%.

В остаточных автохтонных битумоидах концентрация УВ изменяется от 23,5 до 65,9% при среднем 47,6%. В их составе значения отношения насыщенные УВ к ароматическим варьируют от 0,6 до 4,1 при среднем 1,2. Концентрация асфальтенов в $Б^{ОМД}$ достигает 25,0 % при среднем 7,3%. Значения отношения смолы к асфальтенам изменяются на порядок (2-20).

В целом, как видно из рис. 1, наблюдается эффект, описанной в работе [Вышемирский и др., 1971] модели хроматографической дифференциации битумоидов в ходе миграции.

Изотопный состав углерода органического вещества баженовской свиты юго-востока Западной Сибири, как декарбонизированного ((-28,7)-(-32,8) ‰), так и для керогена ((-30,3)-(-30,5) ‰) и битумоидов ((-30,1)-(-31,9) ‰) характерен для аквагенного генотипа ОВ [Богородская, Конторович, Ларичев, 2005, Галимов, 1973, 1981, 2006, Голышев и др., 1990, Конторович и др., 1985, 1985а, 1986, Конторович, 2004, Конторович и др., 2018, Фурсенко и др., 2024 и др.] (табл.1). Сравнительный анализ средних значений $\delta^{13}C$, в ‰ показал, что в аквагенном ОВ на стадиях $ПК_3$-$МК_1^2$ из разрезов 6 из 7 скважин наблюдается облегчение изотопного анализа от керогена (-30,4) и декарбонизированного ОВ ((-29,9)-(-30,9)) к битумоидам, как аллохтонным ((-30,3)-(-31,5)), так и автохтонным ((-30,7)-(-31,3)) (табл. 1).

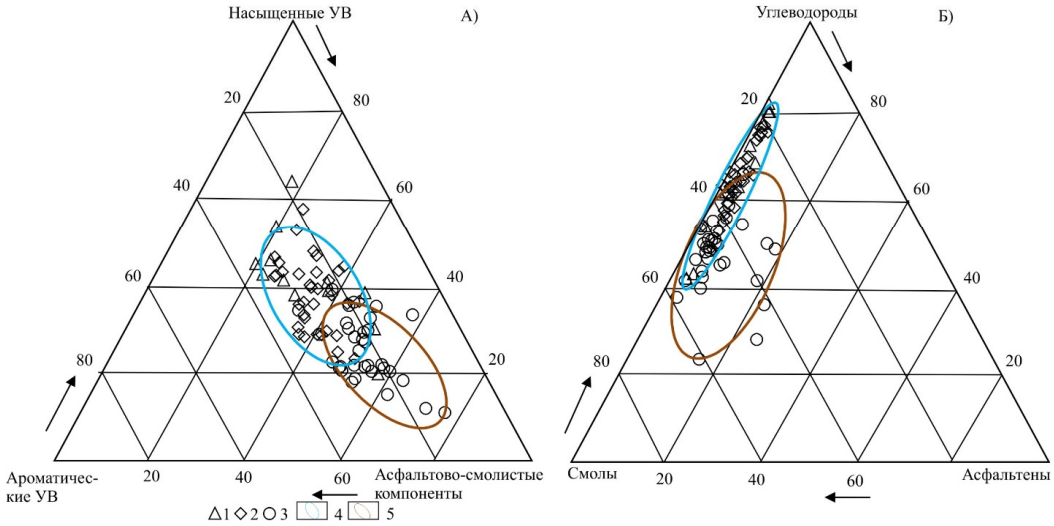


Рис. 1 Тригонограммы группового состава аллохтонных и автохтонных битумоидов баженовской свиты: А – насыщенные УВ – ароматические УВ – асфальтово-смолистые компоненты; Б – углеводороды – смолы – асфальтены. 1 –$Б^{ОРФ}$, 2 – $Б^{ОГД}$, 3 – $Б^{ОМД}$, области битумоидов: 4 – аллохтонных ($Б^{ОГД}$ + $Б^{ОРФ}$), 5 – автохтонных ($Б^{ОМД}$).

Таблица 1

Значения изотопного состава углерода органического вещества (декарбонизированного (НО), керогена и битумоидов)

Скважина	Стадия катагенеза [Фомин, 2011, Конторович и др., 2018, Сотнич, Костырева 2024]	$\delta^{13}C$, в ‰			
		НО	Б ОРФ	Б ОГД	Б ОМД
Арчинская-47	**ПК$_3$**-МК$_1^1$	(-29,8)-(-30,6)/ -30,2(4)	(-31,5)-(-31,8)/ -31,6(3)	(-30,5)-(-31,1)/ -30,8(3)	(-31,0)-(-31,3)/ -31,2(4)
Казанская-16	ПК$_3$-**МК$_1^1$**	-31,2	-	-	-
Южно-Майская-413	ПК$_3$-**МК$_1^1$**	(-30,4)-(-32,8)/ -32,0(5)	-	(-30,1)-(-31,0)/ -30,7(6)	(-30,2)-(-31,0)/ -30,6(6)
Ракитинская-4	**МК$_1^1$**-МК$_1^2$	(-30,0)-(-30,4)/ -30,3 (4)	-	(-30,6)-(-31,3)/ -31,0(4)	(-31,0)-(-31,5)/ -31,2(4)

Окончание табл 1

Толпаровская-2	**$МК_1^1$**-$МК_1^2$	(-30,7)-(-31,3)/ -30,9(5)	-	(-31,0)-(-31,8)/ -31,4(5)	(-31,2)-(-31,8)/ -31,3(5)
Горстовая-91	$МК_1^1$-**$МК_1^2$**	(-29,2)-(-30,5)/ -29,9(5)	(-30,9)-(-31,5)/ -31,2(2)	(-31,0)-(-31,8)/ -31,3(5)	(-30,9)-(-31,5)/ -31,2(4)
Западно-Квензерская-4	$МК_1^2$	(-29,9)-(-30,4)/ -30,1(3) -30,4 (2)*	(-30,5)-(-31,1)/ -30,9(5)	(-30,5)-(-31,2)/ -30,9(5)	(-30,6)-(-30,8)/ -30,7(4)
Межовская-11	$МК_1^2$	(-28,7)-(-30,8)/ -29,9(5) (-30,3)-(-30,5)/ -30,4(2)*	-30,3	(-31,1)-(-31,9)/ -31,5(6)	(-30,4)-(-31,5)/ -31,1(6)
среднее		(-28,7)-(-32,8)/ -30,5(32) (-30,3)-(-30,5)/ -30,4(4)*	(-30,3)-(-31,8)/ -31,1(11)	(-30,1)-(-31,9)/ -31,1(34)	(-30,2)-(-31,8)/ -31,0(33)

*- изотопный состав керогена

Рассмотрим более детально фракционирование изотопов углерода ОВ на отдельных площадях в зависимости от степени его преобразованности, состава и миграционных процессов (рис. 2-3, табл. 1). На всех площадях при соблюдении модели хроматографической дифференциации битумоидов в ходе миграции фракционирование изотопов углерода наблюдается не всегда (табл. 1, рис. 1, 2). С увеличением степени преобразованности в аллохтонных битумоидах, как в $Б^{ОРФ}$ так и в $Б^{ОГД}$ увеличиваются содержания УВ (с 43,0% до 82,0% и с 58,3 до 77,0% соответственно) и значения отношения насыщенные структуры к ароматическим (с 1,1 до 3,5 и с 0,96 до 1,5 соответственно). В составе асфальтово-смолистых компонентов концентрация асфальтенов, не превышая 5,4% в аллохтонных битумоидах, увеличивается в остаточных автохтонных с 7,3 (градации $ПК_3$-$МК_1^1$) до 25,0% ($МК_1^2$). Галимовым Э.М. была установлена закономерность: утяжеление изотопов углерода с ростом полярности соединений в ряду: насыщенные УВ→ароматические УВ→смолы→асфальтены. В изученной коллекции мы наблюдаем такую закономерность на Казанской площади. На Арчинской, где были определены значения $\delta^{13}C$ только насыщенной и ароматической фракции $Б^{ОРФ}$ она сохраняется в одном из 7 образцов (рис. 2). Как видно из таблицы 1 разброс значений $\delta^{13}C$, как в аллохтонных, так и в автохтонных битумоидах по площадям не превышает 0,9‰. Сравнительный анализ значений $\delta^{13}C$ в $Б^{ОГД}$ и $Б^{ОМД}$ по отдельным образцам на изучаемой территории показал, что значимый разброс значений (> 0,5‰) только в 6 образцах, из них по 2 образца на Межовской (2400,7; 2401,5м), Арчинской (2618,06; 2619,99м) и по одному на Горстовой (2213,47м), Ракитинской (2443,55м) площадях. Утяжеление углерода отмечается на

Межовской и Горстовой (с (-31,8)-(-31,9) до (-30,4)-(-30,8)‰ и с (-31,8) до (-31,0)‰ соответственно) в автохтонных битумоидах, а на Арчинской и Ракитинской (с (-31,3) до (-30,5)-(-30,7) ‰ и с (-31,1) до (-30,6) ‰ соответственно) в аллохтонных. На рисунке 3 приведены примеры группового состава и значений $\delta^{13}C$ аллохтонных и автохтонных битумоидов разной степени преобразованности.

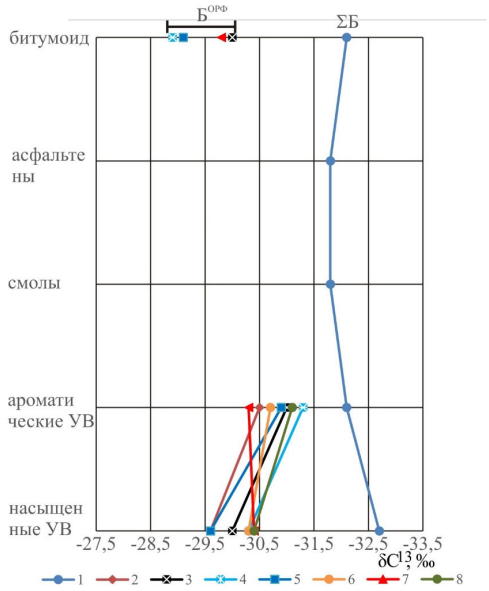


Рис. 2. Изотопный состав углерода во фракциях битумоидов баженовской свиты Арчинской и Казанской площадей. 1 – Казанская (ΣБ); Арчинская ($Б^{ОРФ}$), глубины, м: 2 – 2613,3, 3 – 2619,3, 4 – 2623,3, 5 – 2624,2, 6 – 2625,9, 7 – 2627,0, 8 – 2631,6

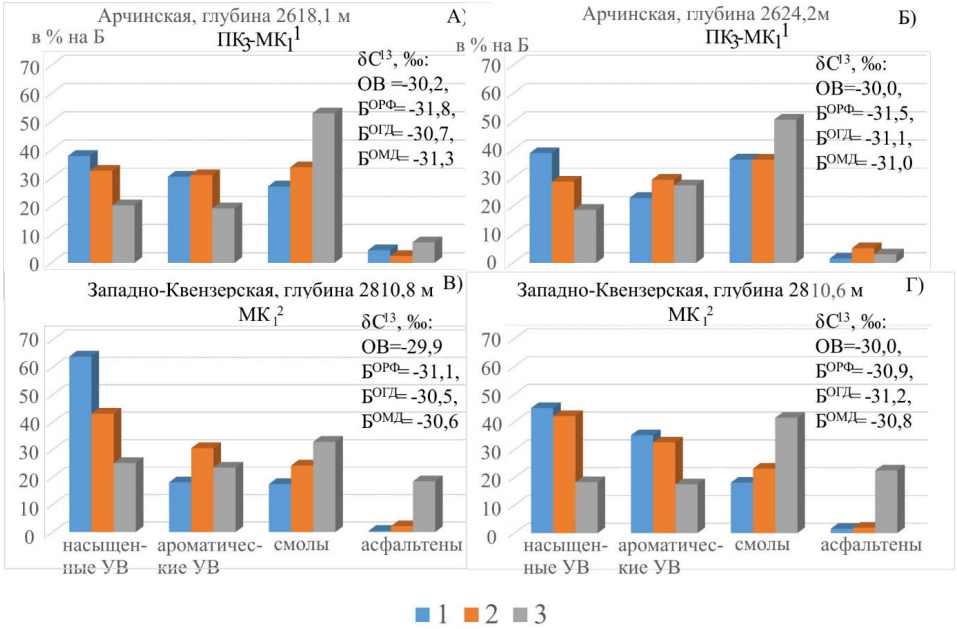


Рис. 3. Примеры фракционирования изотопов углерода в битумоидах баженовской свиты Арчинской (А-Б) и Западно-Квензерской (В-Г) площадей. 1 – $Б^{ОРФ}$, 2 – $Б^{ОГД}$, 3 – $Б^{ОМД}$

Заключение

Сравнительный анализ изотопного состава углерода декарбонизированного органического вещества, керогена и битумоидов в баженовской свите показал, что в среднем хлороформенные экстракты, как аллохтоннные, так и автохтонные более обогащены изотопом C^{12}, чем органическое вещество и кероген ((-31,1) против (-30,5)‰). Такая закономерность наблюдается в целом и по отдельным площадям (табл.1). Несмотря на соблюдение модели хроматографической дифференциации битумоидов в ходе миграции (рис.1) установленная классическая схема фракционирования изотопов углерода в зависимости от полярности групп соединений ОВ наблюдается не всегда, как в среднем по скважинам, так и по отдельным образцам (рис. 2, 3), что, нашло свое отражение в сопоставимых значениях $\delta^{13}C$ аллохтонных и автохтонных битумоидов и объясняется, по-видимому, невысокой преобразованностью ОВ (табл.1).

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта FWZZ-2022-0011 «Органическая геохимия нефтепроизводящих пород и нафтидов, геохимические предпосылки нефтегазоносности протерозойских и фанерозойских осадочных бассейнов Сибири и Республики Саха (Якутия), включая Арктическую зону».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Galimov E.M. Isotope organic geochemistry // Organic Geochemistry. – 2006. – V. 37 – №10. – P. 1200-1262.

2. Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген: Методы изучения, геохимическая интерпретация. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. – 254 с.

3. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. – Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1971. – 168 с.

4. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1973. – 384 с.

5. Галимов Э.М. Органическая геохимия изотопов // Вестник Российской академии наук. – 2006. – Т.76 – № 11. – С. 978-988.

6. Галимов Э.М. Природа биологического фракционирования изотопов. – М.: Наука, 1981. – 248 с.

7. Голышев С.И. Применение стабильных изотопов углерода в геохимических исследованиях // Современные методы исследования нефтей. /Под ред. А.И. Богомолова, М.Б. Темянко, Л.И. Хотынцевой. – Л.: Недра, 1984, с. 405-422.

8. Голышев С.И., Верховская Н.А., Лебедева Л.В. Изотопно-корреляционный анализ нефтей и нефтепроизводящих отложений Западной Сибири. // Геохимия нефтегазоносных отложений Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1990, с. 123-130.

9. Конторович А.Э. Эволюция нафтидогенеза в истории Земли // Геология и геофизика. – 2004. – Т.45. – №7. – С. 784-802.

10. Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И. Закономерности фракционирования изотопов углерода в седикахитах // Геология и геофизика. – 1985а. – Т.26 – № 9. – С. 34-42.

11. Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И. Распределение стабильных изотопов углерода в седикахитах различной генетической природы // Геология и геофизика. – 1985. – Т.26 – № 7. – С. 3-11.

12.Конторович А.Э., Верховская Н.А., Тимошина И.Д., Фомичев А.С. Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти // Геология и геофизика. – 1986. – Т. 27 – № 5. – С. 3–12.

13.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.

14.Сотнич И.С., Костырева Е.А. Особенности распределения фенантренов в аквагенном органическом веществе баженовской свиты Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2024. – Т.19 – №2. https://www.ngtp.ru/rub/2024/9_2024.html EDN: NOAPCK.

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

16.Фурсенко Е.А., Бурухина А.И., Костырева Е.А., Сотнич И.С. Геохимия нефтей и конденсатов юрских залежей на юго-востоке Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2024. – № 6. – С. 67-83.

© Е. А. Костырева, И. С. Сотнич, 2025

УДК 553.981/982(571.53)
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-46-51

Е. Н. Кузнецова[1]✉, *А. О. Гордеева*[1]

Оценка геолого-геофизической изученности карбонатного комплекса кембрия и современного состояния недропользования Агаро-Ленской НГО

[1] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: kuznetsovaen@ipgg.sbras.ru

Аннотация. В статье приведена характеристика основных этапов изучения карбонатного комплекса кембрия на территории Ангаро-Ленской НГО. Максимальная информация для понимания строения этого интервала получена по результатам глубокого бурения и сейсморазведочных работ, направленных на обнаружение нефти и газа, а также гидроминерального сырья (литий, бром). Большинство работ выполнены в 50-90-х годах прошлого столетия за счет федеральных средств и включали значительные объемы региональной разведки: опорное и параметрическое бурение. В настоящее время, с началом развития процесса лицензирования недр работы осуществляются за счет средств компаний недропользователей и ограничиваются площадными исследованиями. В работе дан анализ современного состояния распределенного фонда недр: количество, тип действующих лицензий и занимаемая ими площадь, распределение лицензий между компаниями и др.

Ключевые слова: нефтегазоносная область, лицензирование участка недр, недропользователь, Иркутская область

E. N. Kuznetsova [1]✉, *A. O. Gordeeva* [1]

Assessment of the geological and geophysical study of the Cambrian carbonate complex and the current state of subsurface use of the Agara-Lena petroleum region

[1] Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: kuznetsovaen@ipgg.sbras.ru

Abstract. The article describes the main stages of the study of the Cambrian carbonate complex on the territory of the Angara-Lena petroleum region. The maximum information for understanding the structure of this interval was obtained from the results of deep drilling and seismic surveys aimed at detecting oil and gas, as well as hydromineral raw materials (lithium, bromine). Most of the work was carried out in the 50s and 90s of the last century at the expense of federal funds and included significant amounts of regional exploration: basic and parametric drilling. Currently, with the beginning of the development of the subsurface licensing process, work is being carried out at the expense of subsurface user companies and is limited to area research. The paper provides an analysis of the current state of the distributed subsurface fund: the number, type of existing licenses and the area occupied by them, the distribution of licenses between companies, etc.

Keywords: petroleum region, licensing of a subsurface area, subsurface user, Irkutsk region

Изучение карбонатного комплекса кембрия на территории Ангаро-Ленской НГО связано в основном с поисками соли, углеводородного и гидроминерального сырья (бром, литий). История открытия и изучения соленосных толщ кембрийского возраста началась ещё в XVII столетии, на соляных источниках, недалеко от Усть-Кутского поселения был основан первый в Сибири солеваренный завод (1641 г.). Двадцатью годами позже в 1664 г. в окрестностях Усолья-Сибирского начал работу Усольский солеваренный промысел, который успешно развивался в течении двух столетий. В результате возникла необходимость в целенаправленном изучении строения месторождения с целью более рациональной его эксплуатации и увеличении объема продукции. Изначально рассол на промысле добывали из колодцев. С 1877г. на месторождении ведутся буровые работы. Первые две скважины достигли глубин 190 и 360 м соответственно, крепкого рассола не обнаружили. Следующую попытку разведки предприняли в 1916 г. В течении семи лет на Варничном острове реки Ангары осуществляется бурение трёх скважины (№№ 1, 2 и 3). Все они вскрыли палеозойскую толщу известняков с незначительными глинистыми прослойками. Наиболее успешная скважина №1, в ней на глубине 693 м. обнаружен пласт каменной соли. Постепенно география бурения рассолодобывающих скважин расширялась, но работы велись без надлежащего геологического сопровождения и анализа полученной информации. Одним из значимых сделан вывод о распространении на запад и северо-восток от Усольского промысла соленосной толщи на площади 250 км2 [1]. Усольское месторождение успешно разрабатывается в настоящее время, кроме него открыто еще три: Тыретское, Зиминское, Братское.

Планомерное исследование геологического строения Ангаро-Ленской ступени, началось с 30-х годов прошлого столетия и связанно оно с оценкой возможной нефтегазоносности территории. Внимание исследователей привлекала прибайкальская часть региона, т. к. к этому времени были получены данные о благоприятном структурном строении и прямых признаках нефтегазоносности этой территории. Первые скважины - колонковые бурились на Бельской структуре и Шамановской антиклинали, осложняющей Божеханский вал. В дальнейшем колонковое бурение проводилось на большинстве площадей, по его результатам планировалось глубокое бурение.

В послевоенные годы постепенно с юга на север вся территория Ангаро-Ленской ступени охватывается глубоким бурением. Набранный к пятидесятым годам темп сохраняется до конца восьмидесятых вплоть до открытия в 1987 г. уникального по запасам Ковыктинского газоконденсатного месторождения. После этого события все усилия по проведению геолого-разведочных работ сосредотачиваются на Ковыктинской площади. К середине 90-х годов заканчивается поисково-разведочное бурение на новых площадях, полностью сворачивается программа параметрического бурения. К этому времени на территории Ангаро-Ленской НГО пробурено более 300 скважин. Из них 5 опорных 57 - параметрических, 203 - поисковых, 50 – разведочных. Подошву карбонатного комплекса кембрия вскрыли 265 скважин (рис. 1). Во всех скважинах выполнялся комплекс геофизических исследований кембрийского интервала, во многих отбирался

керн и проводились испытания. В результате испытаний на ряде разведочных площадей юго- и юго-восточной части Ангаро-Ленской НГО: Омолойской, Верхоленской, Балаганкинской, Рудовской, Ковыктинской, Хандинской, Знаменской получены высококонцентрированные хлоридно-кальциевые рассолы, содержащие в своем составе Li, Ca, Mg, K, Br и другие компоненты [2]. В 2005 г. утверждены запасы йодно-бромных подземных вод на Знаменской площади.

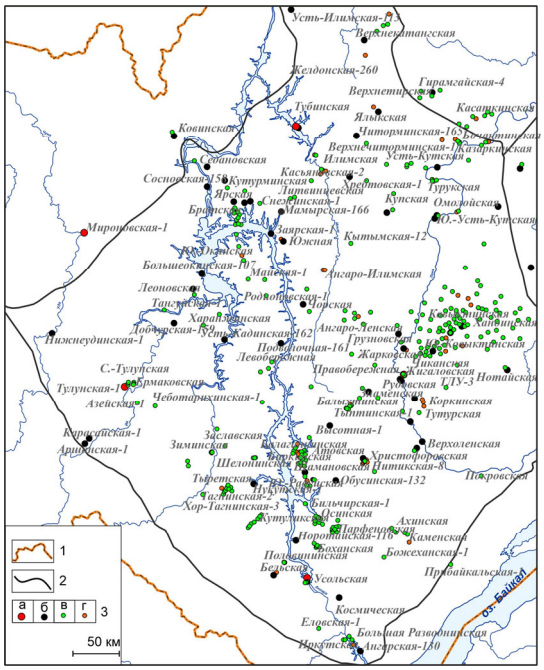


Рис. 1 Карта изученности глубоким бурением
на территории Ангаро-Ленской НГО
1 – граница Иркутской области; 2 – граница Ангаро-Ленской НГО; 3 - глубокие скважины: а – опорные, б – параметрические, (в, г) - поисково-разведочные: в - вскрывшие карбонатный комплекс кембрия, г – не вскрывшие карбонатный комплекс кембрия

В советские годы на территории Ангаро-Ленской НГО начиная с пятидесятых годов проводились сейсморазведочные работы. В 50-е, 60-е и 70-е годы они осуществляются по методике одно- и полуторакратного профилирования глубинных целевых горизонтов. Общая протяжённость сети составила приблизительно 3000 км, средняя плотность - 0,013 км/км2. Только к концу 80-х годов произошел повсеместный переход на методику ОГТ. До середины 90-х годов по новой методике отработано около 27500 км, средняя плотность составляла 0,12 км/км2. Последующий в 90-е гг. экономический кризис привел к резкому падению всего комплекса геолого-разведочных работ.

Новые возможности в изучении геологии Ангаро-Ленской НГО появились с началом развития процесса лицензирования недр. Первую лицензию на добычу УВ с правом разведки получила компания АО РУСИА Петролеум в 1993 г.

В ИНГГ СО РАН на постоянной основе с 2016 г. ведется мониторинг состояния лицензирования пользования недрами. Из открытых источников отслеживаются: результаты аукционов на пользование участками недр; динамика выдачи и аннулирования действующих лицензий, движение компаний на рынке недропользования, открытие месторождений нефти и газа и др.

В период с 1993 по 2025 гг. в распределенном фонде недр (РФН) было зарегистрировано 79 участков. На освоение этих участков, включая переоформление выдано 134 лицензии на поиски, разведку и разработку нефтяных и газовых месторождений, из них 47 лицензий выдано на геологическое изучение недр (НП), 68 лицензии – на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья (НР) и 25 – на разведку и добычу нефти и газа (НЭ).

За этот же период на территории Ангаро-Ленской НГО в нераспределенный фонд недр (НФН) возвращено 28 участков. Из числа возвращенных пять участков, выделенных до 2005 г., изъяты из государственного реестра, а их границы аннулированы. Восемь участков возвращены в распределенный фонд в результате повторных аукционов.

В настоящее время в нераспределенном фонде находятся два участка с открытыми и поставленными на Государственный баланс в 2009 г месторождениями УВ Ангаро-Илимским и Нарьягинским. Открытие принадлежит компании ООО «СНГК» (недействующая, правопреемник ООО «ИНК»). После подсчета запасов в 2013 г. участки сданы в НФН.

По состоянию на 01.01.2025 г. распределенный фонд недр на территории Ангаро-Ленской НГО включает 59 участков (рис. 2).

Наибольшее количество лицензий (29) выдано на геологическое изучение, поиски, разведку и разработку полезных ископаемых (НР) лицензий, что составляет 49,2 % от общего количества действующих лицензий и 74,6 % от суммарной площади распределенного фонда недр. На геологическое изучение, включающее поиски и оценку месторождений полезных ископаемых (НП) было выдано 24 лицензий, что составляет 40,7 % от общего количества действующих лицензий и 14,4 % от суммарной площади распределенного фонда недр. На разведку и добычу полезных ископаемых (НЭ) выдано шесть лицензий - 10,2 % от общего количества действующих лицензий, по площади 11,0 % от суммарной площади распределенного фонда недр.

С 2021 г. на территории Ангаро-Ленской НГО, целиком входящей в состав Иркутской области действует право приобретения лицензий на основании «заявительного» механизма. По этому принципу в 2024 году выдано 9 из 11 действующих лицензий.

В качестве недропользователей на территории области зарегистрировано 21 компания. Наиболее крупным участником рынка по количеству действующих лицензий в регионе является ООО «Иркутская нефтяная компания» (ООО «ИНК»), ей принадлежат лицензии на 9 участках, которые занимают 21,6 % от всей площади распределённого фонда недр. ПАО «Газпром» имеет восемь лицензий, что составляет– 18,1 % от площади распределённого фонда недр. Группа компаний, объединенная общим учредителем ООО "СибНедроПоиск" владеет

четырьмя лицензиями – 1,3% от площади распределённого фонда недр. Четыре компании: «Петромир», ООО "Ахинский, ООО "Столица", ООО "Энергия Восточной Сибири» получили по три лицензии каждая. Шесть компаний имеют по две лицензии, четырнадцать по одной, в том числе крупнейший недропользователь ООО «Роснефть».

В феврале 2022 года ПАО «Газпром», "Иркутская нефтяная компания" (ИНК) и Минпромторг подписали "дорожную карту" по реализации проекта добычи лития на Ковыктинском месторождении в Иркутской области из пластовых рассолов.

В декабре 2023 г. ПАО "Газпром" выдана лицензия на поиски и разведку промышленных месторождений подземных вод в контурах Ковыктинского газоконденсатного месторождения. Участок получил название Литиевый [3, 4].

На 01.01.2024 г. на территории Ангаро-Ленской ступени за счет собственных средств пробурено порядка 80 разведочных и поисковых скважин. Суммарный объем поисково-разведочного бурения составил около 250 000 м.

Сейсморазведочные работы 2D на лицензионных участках проводятся с 2002 г., вначале рядом с Ковыктинским месторождением на Хандинском и Южно-Усть-Кутском участках, а также на Балаганкинском участке около Атовского месторождения. В первые годы их объем составлял 1000–1500 км/г. В 2008–2010 гг. вырос до 3500 км/г. В дальнейшем незакономерно снижался и достиг в 2023 г 66 км/г., при условии увеличения площади распределенного фонда. Всего на территории Ангаро-Ленской НГО за годы лицензирования выполнено порядка 21800 км сейсморазведки МОГТ 2D.

Сейсморазведочные работы МОГТ 3D в пределах области ведутся, начиная с 2014 г., и до 2019 г. они имели устойчивую тенденцию к росту – 2000-2500 км2/г. Основной исполнитель компания ПАО «Газпром», которая осуществила работы на Ковыктинском (5050 км2), на Хандинском (5868 км2) и на Чиканском (1370 км2) месторождениях (суммарно 88,3 % от общего объема). После завершения этих проектов произошло резкое падение объемов. Суммарно по НГО выполнено 13922 км2.

В течение всего периода лицензирования недр осуществлялись региональные и площадные сейсморазведочные работы, а также параметрическое бурение за счет средств федерального бюджета. С 2006 по 2017 гг. выполнено девять сейсмических проектов 2D суммарной протяженностью 10903 км. В 2012–2013 гг. в 1 км от регионального профиля «Кежма – Предпатомский прогиб» пробурена параметрическая скв. Желдонская-260. Скважина достигла проектной глубины (4509,6 м) и вскрыла 800 м пород рифейского комплекса.

За все время планомерного изучения Ангаро-Ленской НГО отработано более 50 000 км сейсмических профилей 2D и около 14000 км2 – 3D, пробурено более 400 глубоких скважин общим объемом более одного миллиона метров, что обеспечило плотность бурения 3,26 м/км^2 или 0,003 скв/км^2. Большинство скважин располагаются в центральной и восточной части Ангаро-Ленской НГО. Западная часть вдоль границы охарактеризована слабее. Восемьдесят процентов скважин вскрыли подошву карбонатного комплекса кембрия.

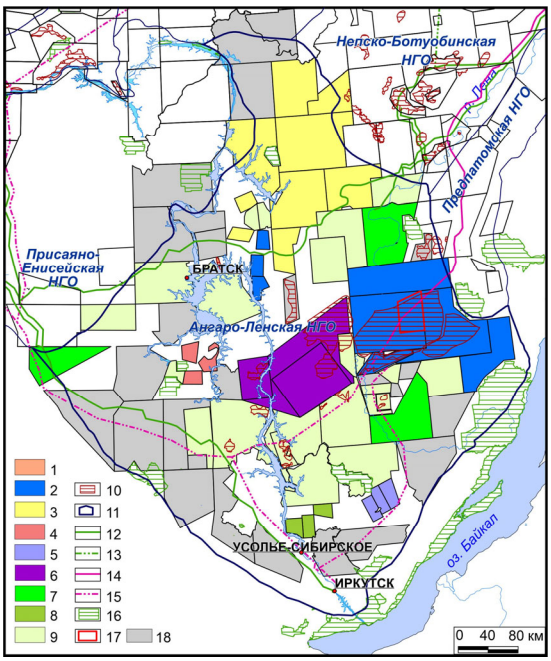


Рис. 2 Карта лицензирования Ангаро-Ленской НГО (на 01.01.2025 г.)

Компании-недропользователи (1-9): 1 – ПАО НК «Роснефть», 2 – ПАО «Газпром», 3 – ООО «ИНК», 4 – ООО «СибНедраПоиск», 5 – ООО «Ахинский», 6 – ООО «Петромир», 7 – ООО «Столица», 8 – ООО «Энергия Восточной Сибири», 9 – другие; 10 – месторождения, 11 – границы НГО; нефтепроводы (12-13): 12 – действующие, 13 – проектные; газопроводы: (14-15): 14 – действующие, 15 – проектные; 16 – особо охраняемые природные территории; 17 – Литиевый участок недр; 18 – участки нераспределенного фонда недр

Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Маслов В.П. Геолого-литологический очерк среднего кембрия Приангарья (Восточная Сибирь) – М.: Изд-во АН СССР, 1940. – 80 с

2. Аверкина Е.В. Анализ рапопроявляющих скважин на газоконденсатных месторождениях Иркутской области // Известия Сибирского отделения секции наук о земле РАЕН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. 2009. – № 2 (35). – С. 152-157.

3. Смирнов А.С. Проект на проведение работ по геологическому изучению недр, включая поиск и оценку месторождений промышленных подземных вод на Ковыктинском участке недр для организации добычи, переработки и извлечения ценных компонентов, и обоснования возможности размещения использованных промышленных вод в пластах горных пород, Тюмень, 2022. – 372 с.

4. Игнатьев С.Ф. Проектная документация на осуществление работ по геологическому изучению недр, включая поиск и оценку месторождений промышленных вод на участке недр «Литиевый», Тюмень, 2024. – 329 с.

© Е. Н. Кузнецова, А. О. Гордеева, 2025

УДК [551.781:[561:581.33]](571.1)
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-52-59

О. Б. Кузьмина[1]✉

Палинологическая характеристика опорного разреза верхнепалеогеновых и неогеновых отложений севера Кулундинской равнины (Западная Сибирь)

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: KuzminaOB@ipgg.sbras.ru

Аннотация. Детально изучен опорный разрез верхнепалеогеновых и неогеновых отложений в скв. 2 (пос. Озерянка, Новосибирская обл.) на севере Кулундинской равнины. Выявлено 10 палинокомплексов (ПК) в возрастном интервале от позднего эоцена до позднего миоцена. Приабонский возраст тавдинской свиты подтвержден данными по диноцистам. В кровле журавской свиты (верхний олигоцен) прослежены слои с пресноводными диноцистами рода Pseudokomewuia. По палинологическим данным установлено, что морской Западно-Сибирский бассейн в приабоне был распространен гораздо шире, чем это считалось до сих пор; последняя, кратковременная морская трансгрессия охватывала также и север современной Кулундинской равнины. Раннеолигоценовый ПК с Carya spackmania характерен лишь для нижней части атлымской свиты, но не для всей свиты полностью. Наиболее значимые изменения в структуре палиноспектров зафиксированы в кровле абросимовской свиты. Именно этот рубеж, хорошо прослеживаемый в разрезах юга Западной Сибири, следует рассматривать в качестве кандидата на границу олигоцена и миоцена в этом регионе. ПК с Alnus–Polypodiales–Sigmopollis, впервые выявленный из таволжанской свиты, позволил сопоставить вмещающие отложения с ишимской свитой среднего–верхнего миоцена, распространенной в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины. Полученные данные будут использованы для ревизии региональной стратиграфической схемы.

Ключевые слова: пыльца и споры, диноцисты, поздний эоцен, олигоцен, миоцен

O. B. Kuzmina[1]✉

Palynological characteristics of the reference section of the Upper Paleogene and Neogene deposits of the north of the Kulunda Plain (Western Siberia)

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophisics SB RAS,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: KuzminaOB@ipgg.sbras.ru

Abstract. The reference section of upper Paleogene and Neogene deposits in borehole 2 (Ozeryanka settlement, Novosibirsk region) in the north of the Kulunda Plain has been studied in detail. Ten palynoassemblages (PA) have been identified from the late Eocene to the late Miocene. The Priabonian age of the Tavda Formation is confirmed by dinocyst data. Layers with freshwater dinocysts *Pseudokomewuia* have been traced in the roof of the Zhuravka Formation (Upper Oligocene). According to palynological data, it has been established that the marine West Siberian basin in the Priabonian was much more widespread than previously thought; the last, short-term marine transgression

also covered the north of the modern Kulunda Plain. The Early Oligocene PA with *Carya spackmania* is characteristic only of the lower part of the Atlym Formation, but not of the entire formation. The most significant changes in the structure of the palynospectra are recorded in the roof of the Abrosimovka Formation. It is this boundary, which is clearly visible in the sections of the south of Western Siberia, that should be considered as a candidate for the Oligocene-Miocene boundary based on palynological data. The PA with Alnus–Polypodiales–Sigmopollis, first identified from the Tavoljan Formation, allowed us to compare the host deposits with the Ishim Formation of the middle–upper Miocene, widespread in the southeastern part of the West Siberian Plain. The data obtained will be used to revise the regional stratigraphic scale.

Keywords: pollen and spores, dinocysts, late Eocene, Oligocene, Miocene

Введение

Палеогеновые и неогеновые отложения Западной Сибири представляют собой уникальный природный архив, отражающий историю эволюции растительности и климата в кайнозое [1]. Для обновления стратиграфической региональной схемы Западно-Сибирской равнины необходимы детальные исследования новых разрезов, расположенных в различных литофациальных районах. Данные, которые легли в основу современной схемы [2], получены по разрезам, расположенным преимущественно в Зауральском, Ямало-Тазовском, Ишимском и Центральном литофациальных районах равнины. Разрезы Кулундинского литофациального района до сих пор остаются менее изученными в палинологическом отношении, хотя здесь вскрывается одна из наиболее полных последовательностей континентального кайнозоя Западной Сибири [3]. Целью настоящего исследования явилось детальное палинологическое изучение верхнепалеогеновых и неогеновых отложений, вскрытых скв. 2 (пос. Озерянка, Новосибирская обл.) на севере Кулундинской равнины (рис. 1).

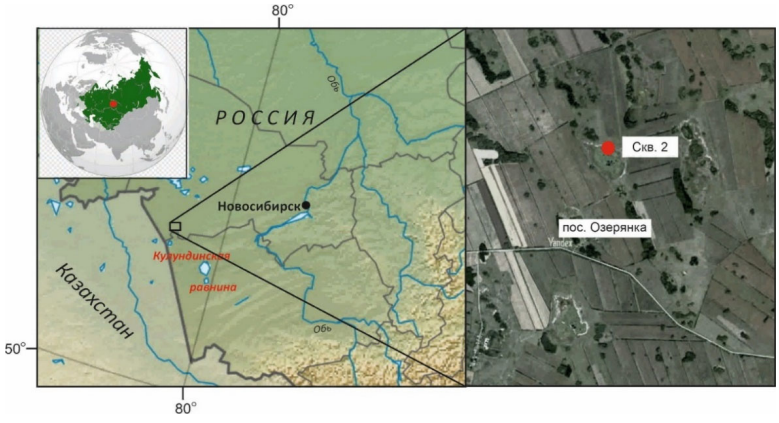


Рис. 1. Схема расположения скв. 2 (пос. Озерянка, Новосибирская обл.).

Материал и методы

На палинологический анализ было изучено 122 образца из керна скв. 2 (пос. Озерянка, Новосибирская обл.), пробуренной на севере Кулундинской равнины (рис. 2).

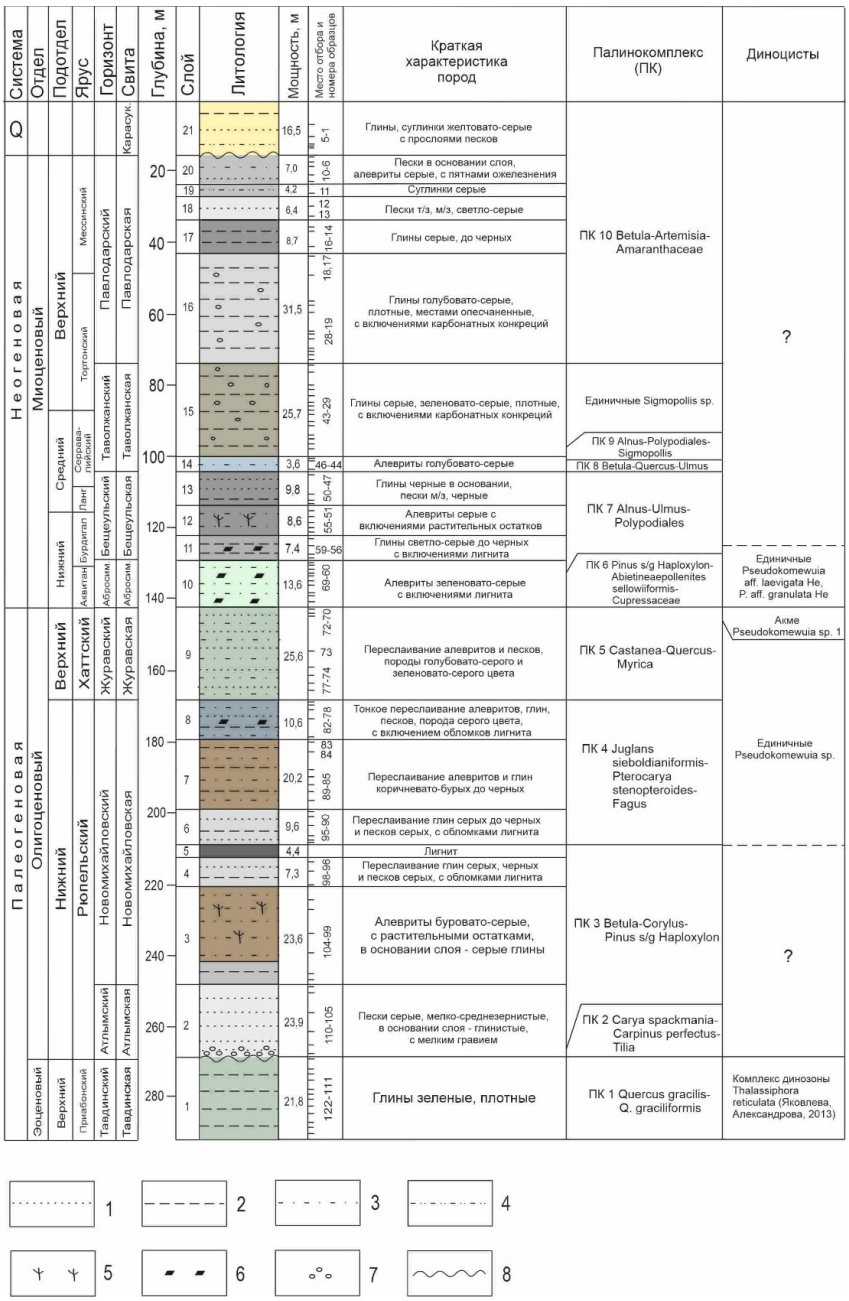


Рис. 2. Разрез скв. 2 (пос. Озерянка, Новосибирской обл.), литологическая и палинологическая характеристики. 1 – пески, 2 – глины, 3 – алевриты, 4 – суглинки, 5 – растительные остатки, 6 – угли, 7 – гравий, 8 – перерыв в осадконакоплении.

Скважиной вскрыты верхняя часть тавдинской свиты (верхний эоцен), олигоценовые атлымская, новомихайловская и журавская свиты, неогеновые абросимовская, бещеульская, таволжанская и павлодарская свиты, а также четвертичная карасукская свита. Пробоподготовка выполнялась по стандартной сепарационной методике, применяемой в Лаборатории микропалеонтологии ИНГГ СО РАН [4]. Палиноморфы изучались во временных препаратах с помощью биологического светового микроскопа Микромед 3 (U3) при увеличении ×400. Коли-

чественный анализ пыльцы и спор включал не менее 250-300 экземпляров на образец. При расчете долевого участия таксонов в спектре за 100% принималась сумма пыльцы голосеменных, покрытосеменных растений и спор мхов, плаунов и папоротников. Предварительные палинологические данные по разрезу скв. 2, полученные на основе изучения 20 образцов, были опубликованы ранее [5]. Данное исследование представляет результаты более детального изучения разреза скв. 2 с интервалом отбора образцов ~1 м.

Результаты

Спорово-пыльцевые спектры выявлены в 68 образцах: наиболее полно охарактеризованы верхнепалеогеновые и неогеновые отложения. Четвертичная карасукская свита содержит лишь единичные пыльцевые зерна.

В разрезе скв. 2 выявлено 10 палинокомплексов (ПК). ПК 1 Quercus gracilis–Q. graciliformis с высоким содержанием мелкой трехбороздно-поровой пыльцы характеризует тавдинскую свиту в инт. 268.3–290 м (слой 1, обр. 111–122). В комплексе доминирует пыльца покрытосеменных (до 81%). Для нижней части интервала тавдинской свиты (284–290 м) установлено высокое содержание (до 52%) спор водного папоротника Hydropteris indutus, отражающее максимальную регрессию морского бассейна в начале приабона [6]. ПК 1 сходен по составу с комплексом региональной палинозоны СПЗ-10 Quercus gracilis–Q. graciliformis, характерной для приабона Западно-Сибирской равнины [2]. Представительный комплекс цист динофлагеллат (43 таксона) выявлен в верхней части интервала тавдинской свиты. В нем появляются стратиграфически важные Rhombodinium perforatum, R. longimanum, характерные для верхнеэоценовой диноцистовой зоны Западной Сибири Thalassiphora reticulata [7, 8].

ПК 2 Carya spackmania–Carpinus perfectus–Tilia выявлен из подошвы атлымской свиты (слой 2, обр. 110). В составе покрытосеменных доминирующим видом является пыльца Carya spackmania (10%). ПК 2 сходен по составу с комплексом региональной палинозоны СПЗ-12 Pinaceae–Carya spackmania раннеолигоценового возраста [2], однако он не прослеживается в атлымской свите выше по разрезу, а содержится только в подошве свиты. Выше по разрезу в песках атлымской свиты (обр. 105–109) обнаружены лишь единичные пыльцевые зерна Carya spackmania. Спектры из этих отложений по составу близки к спектрам вышезалегающей новомихайловской свиты, содержащей ПК 3 Betula–Corylus–Pinus s/g Haploxylon (слои 2–5, обр. 96–109), для которого характерно доминирование пыльцы Pinus s/g Haploxylon (до 40%), Betula (до 30%) и Corylus (до 10%). Отложения сопоставляются с региональной палинозоной нижнего олигоцена Западной Сибири СПЗ-13 Betula gracilis–Juglans sieboldianiformis [2].

Верхняя часть новомихайловской свиты содержит ПК 4 Juglans sieboldianiformis–Pterocarya stenopteroides–Fagus (слои 7, 8; обр. 79–92) с низким содержанием пыльцы голосеменных растений (суммарно до 32%). В этом интервале также появляются единичные диноцисты рода *Pseudokomewuia*, характерные для конца раннего и для позднего олигоцена Китая [9, 10]. ПК 4 с высоким содержанием пыльцы широколиственных, особенно родов *Pterocarya* и *Fagus*, следует

сопоставлять с комплексом региональной палинозоны верхнего олигоцена СПЗ-14 Fagus grandifoliiformis–Pterocarya stenopteroides [2]. Возраст отложений с ПК 4, вероятно, следует считать переходным – конец раннего–начало позднего олигоцена.

Журавская свита (слой 9, обр. 70–77) содержит ПК 5 Castanea–Quercus–Myrica с преобладанием пыльцы покрытосеменных, особенно пыльцы родов *Castanea* (до 9,5%) и *Quercus* (до 9%). Богатый таксономический состав широколиственных позволяет сопоставлять эти отложения с частью региональной палинозоны СПЗ-14 верхнего олигоцена [2]. Слои с высоким содержанием (до 15% в ПК) пресноводных цист динофлагеллат Pseudokomewuia sp. 1 прослежены в кровле журавской свиты (инт. 144.6–143 м, обр. 70, 71).

Нижняя часть абросимовской свиты (слой 10, обр. 65–69) содержит ПК 6 Pinus s/g Haploxylon–Abietineaepollenites sellowiiformis–Cupressaceae с высоким содержанием пыльцы голосеменных (суммарно до 80%). Особенно много в комплексе пыльцы сем. Pinaceae (до 65%), среди которой доминирует пыльца Pinus s/g Haploxylon (до 39%). Субдоминант – пыльца Abietineaepollenites sellowiiformis (до 23.7%), морфологическое строение которой позволяет относить ее к предковым формам современной Cathaya [11, 12]. Высокое содержание пыльцы сосновых и кипарисовых позволяет сопоставить выявленный комплекс с комплексом региональной палинозоны СПЗ-15 раннего миоцена [2].

Верхняя часть абросимовской свиты (слой 10, обр. 60–64) и нижняя часть бещеульской свиты (слои 11, 12; обр. 55–59) содержат ПК 7 Alnus–Ulmus–Polypodiales, для которого характерна высокая доля пыльцы Alnus (до 50.7%) и спор Polypodiales (до 40%). Отложения сопоставляются с региональной палинозоной СПЗ-16 Alnus–Polypodiaceae нижнего–среднего миоцена [2]. Выше по разрезу алевриты и глины бещеульской свиты (слои 12, 13) не содержат пыльцы и спор.

Из нижней части бещеульской свиты также выявлены несколько экземпляров диноцист Pseudokomewuia aff. granulata, характерных для раннего–среднего миоцена Западной Сибири [13]. В Европе этот таксон появляется не ранее аквитана [14], а в Канаде моновидовая ассоциация с Pseudokomewuia aff. granulata известна из среднемиоценовых озерных отложений [15].

Алевриты голубовато-серые таволжанской свиты (слой 14, обр. 45, 46) содержат ПК 8 Betula–Quercus–Ulmus, в нем значительная доля принадлежит пыльце широколиственных древесных, таких как Quercus (до 15%), Ulmus (до 7,7%), Corylus (до 6,3%), Juglans (вверху интервала до 30,7%). Отложения сопоставляются с частью региональной палинозоны СПЗ-17 Betula–Ulmus–Polypodiaceae среднего–верхнего миоцена [2]. Отсутствие пыльцы травянистых в ПК 8 дает основание ограничить возраст этого комплекса средним миоценом.

Выше по разрезу таволжанскую свиту (кровля слоя 14, слой 13, обр. 44, 43) характеризует ПК 9 Alnus–Polypodiales–Sigmopollis с высоким содержанием микрофитопланктона формального рода Sigmopollis (до 85,9%), относящегося, предположительно, к цианобионтам [16]. Отложения с ПК 9, по-видимому, следует соотносить с частью палинозоны СПЗ-17 Betula–Ulmus–Polypodiaceae [2]. Сходный по составу комплекс содержит ишимская свита, распространенная в

Ишимском литофациальном районе Западно-Сибирской равнины [17]. Возраст палинокомплекса Alnus–Polypodiales–Sigmopollis, согласно его положению в разрезе (отложения с ним согласно залегают на алевритах со среднемиоценовым комплексом Betula–Quercus–Ulmus, выше по разрезу залегает павлодарская свита с позднемиоценовым комплексом Betula–Artemisia–Amaranthaceae), следует считать средне-позднемиоценовым.

Выше по разрезу глины таволжанской свиты (слой 15, обр. 29–42) не содержат пыльцы и спор, в них обнаружен лишь единичный микрофитопланктон Sigmopollis. Комплекс с высоким содержанием пыльцы травянистых, характерный для таволжанской свиты южной части Кулундинской равнины [3], в разрезе скв. 2 не обнаружен.

Павлодарская свита (слои 16, 17; обр. 15–23) содержит ПК 10 Betula–Artemisia–Amaranthaceae, включающий спектры лесостепного типа. В Западной Сибири комплекс с таким составом пыльцы и спор характеризует павлодарский горизонт верхнего миоцена [2]. Верхняя часть павлодарской свиты (слои 18–20) содержит лишь единичные пыльцевые зерна.

Заключение

Полученные данные о составе микрофитопланктона из тавдинской свиты свидетельствуют о том, что морской Западно-Сибирский бассейн в приабоне был распространен гораздо шире, чем это считалось до сих пор; последняя, кратковременная морская трансгрессия охватывала также и северную часть современной Кулундинской равнины.

Раннеолигоценовый палинокомплекс с Carya spackmania (ПК 2) в данном районе характеризует лишь подошву атлымской свиты, не распространяясь на всю свиту целиком, выше такая пыльца встречается единично. Это необходимо учитывать при корреляции разрезов и ревизии региональной зональной шкалы по спорово-пыльцевым данным.

Верхнюю часть нижнеолигоценовой новомихайловской свиты, содержащую ПК 4 с низким содержанием пыльцы хвойных и, напротив, высоким содержанием пыльцы широколиственных, по-видимому, следует датировать концом второй половины раннего олигоцена–началом позднего олигоцена. В пользу более молодой возрастной датировки верхней части этой свиты в данном разрезе может говорить и появление в ней единичных цист динофлагеллат рода Pseudokomewuia, характерных для конца раннего и для позднего олигоцена Китая [9, 10].

Массовая встречаемость пресноводных цист динофлагеллат Pseudokomewuia sp. 1 в кровле журавской свиты отражает цветение этих водорослей, вызванное привносом питательных веществ с берега. Это событие можно использовать для корреляции отложений позднеолигоценового возраста в Западной Сибири.

Значительное увеличение содержания пыльцы ольхи и спор папоротникообразных зафиксировано в кровле абросимовской свиты. Возможно, именно этот рубеж, хорошо прослеживаемый в разрезах юга Западной Сибири, следует соот-

носить с границей олигоцена и миоцена в этом регионе. Дальнейшие исследования в этом направлении позволят более обоснованно подойти к решению вопроса о возрасте абросимовской свиты и положении границы олигоцена и миоцена в регионе.

Палинокомплекс с Alnus–Polypodiales–Sigmopollis (ПК 9), выявленный из нижней части таволжанской свиты в скв. 2, впервые позволил сопоставить вмещающие отложения с ишимской свитой среднего–верхнего миоцена, распространенной на юго-западе Западно-Сибирской равнины (Ишимский литофациальный район).

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке РНФ, проект № 24-27-00186 «Расцвет и угасание тургайской флоры в олигоцене и миоцене на юге Западно-Сибирской равнины (по палинологическим данным)».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Волкова В. С., Архипов С. А., Бабушкин А. Е., Кулькова И. А., Гуськов С. А., Кузьмина О. Б., Левчук Л. К., Михайлова И. В., Сухорукова С. С. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кайнозой Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал “ГЕО”, 2002. - 246 с.

2. Унифицированные региональные стратиграфические схемы палеогеновых и неогеновых отложений Западно-Сибирской равнины. Объясн. зап. и схема. - Новосибирск, Изд. СНИИГГиМС, 2001. - 84 с.

3. Зальцман И. Г. Стратиграфия палеогеновых и неогеновых отложений Кулундинской степи. Красноярск: Красноярское книжное изд-во, 1968. - 150 с.

4. Кузьмина О. Б., Яковлева А. И., Мычко Э. В. Возраст и условия формирования стратотипа верхнепалеогеновой-нижненеогеновой куршской свиты (Калининградская область) по палинологическим данным // Стратиграфия. Геологическая корреляция, 2023. - Т. 31. - № 6. - С. 140-160.

5. Кузьмина О. Б., Волкова В. С., Гнибиденко З. Н., Лебедева Н. К. Микрофитофоссилии и магнитостратиграфия верхнемеловых и кайнозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирской равнины // Геология и геофизика, 2003. - Т.44. - № 4. - С. 348-363.

6. Iakovleva A. I. Palynological reconstruction of the Eocene marine palaeoenvironments in south of Western Siberia // Acta Paleobotanica, 2011. - V. 51 (2). - P. 229–248.

7. Яковлева А. И., Александрова Г.Н. К вопросу об уточнении зонального деления по диноцистам палеоцен-эоценовых отложений Западной Сибири // Бюлл. МОИП. Отд. геол., 2013. - Т. 88. - № 1. - С. 59–81.

8. Яковлева А. И. Диноцисты позднепалеоценовых и эоценовых морских бассейнов Евразии: систематика, детальная биостратиграфия и реконструкция палеообстановок. Автореф. дисс. … д-ра геол.-мин. наук. Москва, 2017. - 48 с.

9. He C. Some genera of Oligocene dinoflagellates and acritarchs from the coastal region of the Beibu Wan, China // Paper for the 5th International Palynological Congress, Cambridge, 1980. Nanjing Inst. Geol. Paleontol. Acad. Sinica, 1980. - 11 p.

10. He C. Tertiary dinoflagellates and acritarchs from the coastal region of the Beibu Gulf // Mem. Nanjing Inst. Geol. Paleontol. Acad. Sinica, 1984. - V. 19. - P. 143–192.

11. Кузьмина О. Б. Пыльца формального рода Abietineaepollenites R. Potonié, 1955 в палеогене и неогене юга Западной Сибири (Кулунда) // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - XX Международный научный конгресс. Международная научная конференция "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ис-

копаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 8 т., 2024. – СГУГиТ. – Новосибирск. – Т. 2 – № 1 – С. 63-67.

12. Кузьмина О .Б., Никитенко Б. Л. Первые находки ископаемой пыльцы предковых форм хвойных Cathaya, современного реликта и климатического индикатора, в палеогене и неогене Западной Сибири (Кулунда) // Докл. РАН. Науки о Земле, 2024. - Т. 518. - № 10. - С. 96–105.

13. Волкова В. С., Кузьмина О. Б., Гнибиденко З. Н., Головина А. Г. О границе палеогена и неогена в континентальных отложениях Западно-Сибирской равнины // Геология и геофизика, 2016. - Т. 57. - № 2. - С. 379–393.

14. Dybkjær K. Dinocyst stratigraphy and palynofacies studies used for refining a sequence stratigraphic model—uppermost Oligocene to lower Miocene, Jylland, Denmark // Rev. Palaeobot. Palynol., 2004. - V. 131. - P. 201–249.

15. Batten D. J., Gray J., Harland R. Paleoenvironmental significance of a monospecific assemblage of dinoflagellate cysts from the Miocene Clarkia beds Idaho, USSA // Paleogeogr. Paleoclimatol. Paleoecol., 1999. - V. 153. - P. 61–173.

16. Worobiec E. Late Miocene freshwater phytoplankton from Jósefina (Poland) // Micropaleontology. 2010. - V. 56. - № 6. - P. 517–537.

17. Кузьмина О. Б., Хазина И. В., Смирнов П. В., Константинов А. О., Агатова А. Р. Палинологический профиль и обстановки осадконакопления ишимской свиты (верхний миоцен) в Тобол-Ишимском междуречье, Западная Сибирь // Стратиграфия. Геол. корреляция, 2019. - Т. 27. - № 6. - С. 103–123.

© О. Б. Кузьмина, 2025

УДК 553.94
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-60-67

А. В. Лаврова[1,2], *А. Н. Фомин*[1,2]✉

Условия формирования углей тюменской и васюганской свит на Каймысовском своде и смежных территориях юго-востока Западно-Сибирского мегабассейна по углепетрографическим данным

[1] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, Российская Федерация
[2] Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: fominan@ipgg.sbras.ru

Аннотация. Микроскопически изучен мацеральный состав углей тюменской и васюганской свит. Проведено их описание, выделены группы, классы, подклассы, типы и подтипы, представлены фотографии наиболее типичных мацералов. На основе полученных результатов высказано предположение об условиях формирования угленосных пластов.

Ключевые слова: Западная Сибирь, тюменская и васюганская свиты, мацеральный состав углей, условия формирования

A. V. Lavrova[1,2], *A. N. Fomin*[1,2]✉

Formation Conditions of Coals of the Tyumen and Vasyugan Formations in the Kaimysov Arch and Adjacent Territories of the South-East of the West Siberian Megabasin According to Coal-Petrographic Data

[1] Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation
[2] Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: fominan@ipgg.sbras.ru

Abstract. The maceral composition of the coals of the Tyumen and Vasyugan Formations has been studied microscopically. Their description is carried out, groups, classes, subclasses, types and subtypes are distinguished, photographs of the most typical macerals are shown. Based on these materials, an assumption about the conditions for the formation of coal-bearing seams was made.

Keywords: Western Siberia, Tyumen Formation, Vasyugan Formation, maceral composition of coals, forest-to-coal process conditions

Введение

Уголь не является гомогенным веществом и его неоднородная структура видна даже визуально, но детали строения обнаруживаются только под микроскопом. Он состоит из разнообразных по цвету, форме, структуре и рельефу микрокомпонентов (мацералов), имеющих однородный состав, образованных из одного исходного материала и обладающих относительным постоянством петрографических признаков. Мацералы представляют собой органические остатки,

либо сохранившие исходное анатомическое строение, либо они уже разложились и превратились в бесструктурную массу. В России широко используется генетическая классификация углей [1], в основу которой положены следующие признаки - природа исходных растений-углеобразователей, степень их первичной окисленности (фюзинизации) и структурные особенности, отражающие уровень гелификации фрагментов (процесс остудневания лигниноцеллюлозных тканей растений, приводящий к превращению их в бесструктурное коллоидное вещество - гель). По признакам сходства (цвет, форма, рельеф и др.) остатки растительных тканей подразделяются на группы: гелифицированные (витринита и семивитринита); фюзинизированные (фюзинита); липоидные (липтинита) и водорослевые (альгинита). Дальнейшее разграничение в пределах групп проведено по степени сохранности их анатомо-морфологического строения, а липоидных элементов (споровых, смоляных и др.) - с учетом их функционального назначения при жизни растений. Все эти признаки позволяют предположить палеогеографические условия их фоссилизации, т.е. физико-географические обстановки, их динамику, изменения климата, тектонические движения на поверхности Земли в геологическом прошлом [2, 4, 7].

Методы и материалы

Микроскопически в проходящем свете определен мацеральный состав 21 пробы углей тюменской и васюганской свит из 18 скважин на 16 разведочных площадях Каймысовского свода и смежных территорий юго-восточных районов Западно-Сибирского мегабассейна - табл. 1. Для этого проводилось ручное сканирование всей поверхности шлифа по методике ГОСТ Р55662-2013 [3] и подсчитывалось процентное содержание мацералов, которые диагностировались по цвету, морфологии, структуре и степени ее сохранности. Выполнено их описание, выделены группы, классы, подклассы, типы и подтипы по [1], приведены фотографии наиболее распространенных мацералов (рис. 1). По требованиям указанного выше ГОСТа, мацеральный состав углей определяют в полированных аншлиф-брикетах в отраженном свете. Но при этом освещении надежно диагностируются в основном мацералы групп витринита и инертинита (фюзинита), а другие часто сливаются с основной массой и плохо различимы на всех стадиях катагенеза. Тогда как мацералы групп липтинита и альгинита по формам, а также желтым и оранжевым цветам в проходящем свете очень четко выделяются на фоне красных и коричневых тонов основной массы гелитолитов. Изученные авторами угли умеренно преобразованы (R^0_{vt} – 0.55-0.75 %, градации $МК_1^{1-2}$) и катагенез еще слабо отразился на цвете мацералов. Поэтому их исследовали в проходящем свете. Для достоверности получаемых результатов, из каждого образца изготавливалось несколько шлифов и в каждом определялся мацеральный состав, потом из них подсчитывались средние значения. В рассматриваемом районе угли тюменской и васюганской свит в этом отношении не изучены, отдельные сведения по смежным районам приведены в работах [5, 6].

Результаты

Различия в исходном органическом материале, степени обводненности торфяников, химическом составе среды, фациальных обстановках осадко- и торфонакопления, обусловливающие направленность и интенсивность протекания окислительных и восстановительных микробиологических процессов, создали основу для образования различных генетических типов углей. Наблюдения над морфологией и структурой органического вещества (ОВ) позволяют предположить условия его фоссилизации. Сохранность анатомического строения, ровная поверхность фрагментов и четкие края их свидетельствуют о том, что при седиментогенезе ОВ подвергалось разложению сравнительно короткое время и не испытало окисления. В зависимости от условий и длительности нахождения ОВ в этой зоне оно может быть структурным или гомогенным. В последнем случае оно длительное время было под влиянием процессов гелификации, вследствие чего растительные ткани превратились в однородное бесструктурное вещество. В процессах гелификации существенное значение имеет динамика водной среды бассейна (застойность или проточность) и скорость захоронения растительного материала. В случае быстрого погружения исходного вещества в обводненные застойные условия образуются фрагменты с сохранившимся клеточным строением. При постепенном же опускании органических остатков и предварительной их гумификации (биохимическое разложение лигниноцеллюлозных тканей с возможным их окислением) в менее застойных условиях формируются бесструктурные фрагменты (в том числе и витринит) [2, 4, 7].

Согласно генетической классификации углей [1], в изученных образцах преобладает следующий вещественно-петрографический состав - группа гумолиты, класс гелитолиты, подкласс гелиты, тип липоидо-фюзинито-гелиты (при других сочетаниях мацералов формируются гелититы), подтип гомогелиты. Классификация построена с учетом преобладания того или иного углеобразующего вещества, генетических ассоциаций мацералов и позволяет рассматривать петрографический состав углей на уровне той степени детальности, которая необходима при любом виде исследования. Она является не только вещественно-петрографической, но и генетической, поскольку признаки, на которых она построена, отражают комплекс первичных фациальных условий углеобразования. В гелитолитах преобладают гелифицированные компоненты (Vt – витринит) над фюзинизированными (F – фюзинит) и липоидными (L – липтинит) - Vt>50 %, F+L<50 % и для них характерен повышенный блеск. Накопление и преобразование исходного материала гелитолитов происходило в сильно обводненных торфяных болотах с различной динамикой среды – застойных и проточных. Степень обводненности болота определяет формирование мацерального состава. В более застойных условиях образуются угли подкласса гелитов (Vt>75 %), в проточных – гелititов (Vt - 50–75 %). В последних лигниноцеллюлозные ткани частично окислялись из-за повышенной циркуляции кислорода и происходило увеличение фюзинизированных мацералов [2, 4, 7].

Таблица № 1

Мацеральный состав углей тюменской и васюганской свит Каймысовского свода Томской области

№ п/п	№ обр.	Скважина	Глубина, м	Мацеральный состав, %		
				Vt	***F***	***L***
		Тюменская свита				
1	3621	Весенняя-225	2655	76	15	9
2	3624	Весенняя-225	2660	73	3	24
3	3754	Ледовая-5	2832	86	3	11
4	3755	Ледовая-5	2739	61	10	29
5	2638	Озерная-73	2790	71	9	20
6	4506	Саймовская-1	2882	76	19	5
7	4540	Соломбальская-1	2764	100	-	-
8	2631	Черемшанская-2	2680	78	4	18
9	7054	Медвежья-20	2958	85	4	11
10	7055	Медвежья-20	2863	59	41	-
		Васюганская свита				
11	8970	Двуреченская-11	2677	84	10	6
12	8972	Двуреченская-13	2687	91	6	3
13	8283	Двуреченская-15	2686	68	8	24
14	8973	Двуреченско-Мелимовская-29	2711	86	14	-
15	8978	Зап-Моисеевская-31	2713	80	8	12
16	7798	Зап-Крапивинская-223	2746	57	23	20
17	6761	Катыльгинская-100	2590	68	8	24
18	3605	Карандашовская-3	2588	82	11	7
19	7797	Крапивинская-216	2746	86	7	7
20	8282	Налимья-8	2909	94	3	3
21	7904	Первомайская-2287	2625	100	-	-

Группы мацералов: Vt - витринита; F – фюзинита (инертинита); L - липтинита.

В изученных нами образцах преобладают угли подкласса гелитов (подтип гомогелитов). В них наиболее распространены мацералы группы витринита

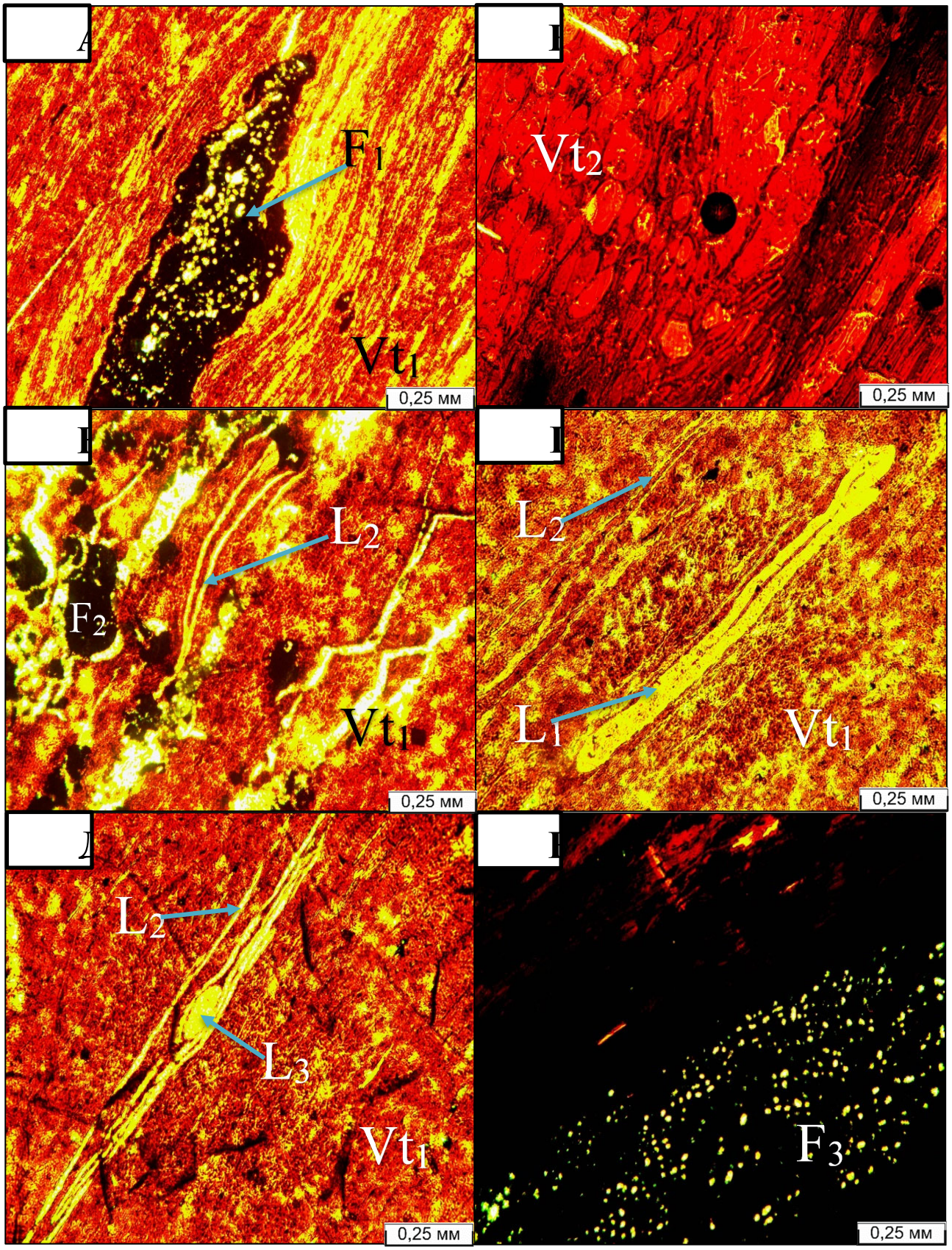


Рис. 1. Группы мацералов в углях тюменской свиты. Витринита: Vt_1 – коллинит; Vt_2 – телинит. Фюзинита: F_1 – семифюзинит; F_2 – микринит; F_3 – фюзинит. Липтинита: - L_1 – споринит; L_2 – кутинит; L_3 – резинит.

(коллинит и телинит), которые не испытали сильного воздействия процессов первичного окисления (фюзинизации) и прошли в период своего разложения различные стадии гелификации. Это нашло отражение в общих признаках мацералов данной группы. В углях преобладает бесструктурная, гелифицированная оранжево-красная масса коллинита – в среднем 79 % (при вариациях 57–100 %). Этот мацерал является продуктом наиболее полного разложения растительных тканей при гелификации до жидкого коллоидного состояния и утративших поэтому свою растительную структуру (рис. 1А-Д). Он служит связующим веществом, которое полностью пропитывает и цементирует другие компоненты угля. Коллинит обычно совершенно однороден и напоминает окаменевший клей, имеет повышенную трещиноватость, четкие границы фрагментов, характеризуется различными оттенками красно-коричневого цвета в проходящем свете. Телинит встречается редко и представляет фрагменты лигниноцеллюлозных тканей различной степени сохранности клеточного строения. Среди гомогенной массы витринита он образует отдельные участки, выделяющиеся ячеистой или сотовой структурой, оставшейся от древесной ткани (рис. 1Б).

Среди фюзинизированных фрагментов (среднее 9 %, при вариациях 0–41%) широко распространен микринит (рис. 1В), представляющий собой растительные ткани, которые сначала были подвержены значительной гелификации, а затем - фюзинизации. В проходящем свете он темно-коричневый и черный с отдельными светлыми точками, представляющими собой просвечивающие остатки заплывших полостей клеток. Форма его разнообразная - вытянутая, округлая. Нередко встречается и фюзинит (рис. 1Е) - это сильно окисленные растительные ткани с хорошо сохранившейся клеточной структурой не подвергшиеся гелификации. В проходящем свете он темно-коричневый, черный, с отчетливо различимыми светлыми полостями клеток, стенки которых обычно крупные, пустые, структура похожа на перфорированную ткань. Форма вытянутая, иногда изометричная. Также часто встречается семифюзинит (рис. 1А) - различные по структуре растительные ткани коричневого и бурого цвета. По рельефу, морфологии, структуре и цветовым оттенкам он занимает промежуточное положение между семителинитом и, собственно, фюзинитом, поэтому иногда можно наблюдать плавные переходы семифюзинита в эти мацералы. Ячеистая структура у него обычно хуже сохранилась, чем у фюзинита. Мацералы групп фюзинита и витринита наиболее распространены в углях (особенно в гумолитах) и их называют углеобразующими. Исходным материалом для них послужили стволы, ветви, пни, корни и листья деревьев. Но фюзинит и витринит образуются в разных фациальных обстановках: первый - в проточных водоемах с восстановительно-окислительной обстановкой седиментации, второй - в анаэробных условиях сильнообводненных болот.

В изученных углях встречаются и мацералы группы липтинита (среднее 11 %, вариации 0–32%), представленные споринитом, кутинитом и резинитом. Первый образуется из внешних оболочек спор и пыльцы, в состав которых входит спорополенин (устойчивое нерастворимое воскообразное вещество), наличие которого во многом обусловливает хорошую сохранность спорината. В про-

ходящем свете он имеет различные оттенки желтого цвета - от бледно-желтых и почти бесцветных до темно-желтых и оранжевых (рис. 1Г). Исходным материалом кутинита послужили верхние части кожицы листьев и стеблей растений. Кутикула не проницаема для воды и предохраняет их от потери влаги, т.е. выполняет функцию защиты от высыхания. Поэтому наиболее толстая кутикула отмечается у растений засушливых зон, а тонкая - на территориях с влажным климатом. В проходящем свете кутинит примерно такого же цвета, что и споринит, т.е. различные оттенки желтого до оранжевого. Кутинит в поперечном сечении имеет вид узких, длинных полос (рис. 1В, Г), обволакивающих витринит, одна сторона которых относительно ровная, а другая обычно зубчатая. В углях встречаются желто-оранжевые эллипсовидные или удлиненные фрагменты резинита (рис. 1Д) иногда в значительных количествах. Он образуется преимущественно из смоляных тел хвойных растений, произрастающих в теплом климате. Цементирующим материалом для них обычно является остаточное окисленное вещество лигниноцеллюлозных тканей. Смоляные тела служат для защиты растений от высыхания и гниения, а также от разрушения микроорганизмами в местах их повреждений.

Заключение

Изучение мацерального состава углей тюменской и васюганской свит показало, что они формировались в близких фациальных условиях. Исходным материалом их были остатки высших растений - лигниноцеллюлозные ткани, в меньшей мере липоидные компоненты. Вещественно-петрографический состав изученных углей следующий: группа гумолиты, класс гелитолиты, подкласс гелиты, тип липоидо-фюзинито-гелиты, подтип гомогелиты. Это наиболее распространенные витринитовые угли, встречающиеся практически во всех угленосных толщах. Их формирование происходило преимущественно в болотах, занимавших низменные побережья заливов, лагун, пресноводных бассейнов (автохтонное накопление). Менее распространен был снос с прилегающих участков суши в застойные водоемы растительного материала (обычно уже в разной степени окисленного) и продуктов его преобразования - аллохтонное. Накапливавшийся растительный материал в результате биохимического разложения превращался в торф, при этом значительное влияние оказывали обводненность и химический состав водной среды. Анаэробные условия приводили к гелификации (остудневание лигниноцеллюлозных тканей растений и превращение их в гель) органического вещества и формированию блестящих витреновых углей, аэробные и окислительная среда способствовали фюзинизации и образованию фюзеновых углей. Вымывание проточными водами продуктов окисления лигниноцеллюлозных тканей сопровождалось обогащением органической массы остатками наиболее устойчивых частей растений (споринита, кутинита и резинита). Спокойная тектонических обстановка с медленным опусканием бассейна седиментации отразилась на сохранности строения растительных тканей, в результате чего образовалась в основном бесструктурная гелифицированная масса. Тонкая кутикула на листьях растений свидетельствует о том, что они росли во влажном климате.

Благодарности

Работа выполнена при финансовой поддержке Проекта № FWZZ-2022-0011 программы ФНИ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Вальц И.Э., Гинзбург А.И., Крылова Н.М. Основные принципы вещественно- петрографической классификации углей // Химия твердого топлива. - 1968. - № 3. - С. 9–20.
2. Волкова И.Б., Вальц И.Э., Гаврилова О.И. Петрография углей СССР. Основы петрографии углей и методы углепетрографических исследований. - Л.: Недра. – 1982. - 191 с.
3. ГОСТ Р55662-2013. Методы петрографического анализа углей. Часть 3. Метод определения мацерального состава. - М.: Стандартинформ. - 2014. - 9 с.
4. Жемчужников Ю.А., Гинзбург А.И. Основы петрологии углей. - М.: АН СССР. – 1960 - 400 с.
5. Трушков П.А. Петрографическая характеристика органического вещества юрских и меловых отложений Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: Труды СНИИГГиМС, вып. 231 // Геохимические критерии перспектив нефтегазоносности мезозойских и палеозойских отложений Сибири. – 1976. - С. 47-57.
6. Фомин А.Н., Горохова В.Е. Мацеральный состав и условия формирования углей тюменской свиты на юго-востоке Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2024. - № 4б(61). - С. 23-31.
7. Штах Э., Маковски М.-Т., Тейхмюллер М., Тейлор Г., Чандра Д., Тейхмюллер Р. Петрология углей. – М.: Мир. - 1978. - 554 с.

© А. В. Лаврова, А. Н. Фомин, 2025

УДК 624.131.34:551.732(282.256.33+282.256.6)
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-68-74

Л. Н. Константинова[1]✉, *Э. С. Волгина*[1]

Обобщение результатов геологических осложнений в кембрии при бурении скважин в Ангаро-Ленской нефтегазоносной области

[1] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: konstantinovaln@ipgg.sbras.ru

Аннотация. С целью прогноза зон возможных геологических осложнений при бурении скважин в соленосном комплексе кембрия построены карты по свитам с распределением в них интервалов поглощений и всех возможных проявлений рапы, газа, нефти, воды на основе обобщения и анализа данных бурения скважин в Ангаро-Ленской нефтегазоносной области. Были выявлены следующие закономерности: наибольшее число рапопроявлений приурочено к усольской свите, газопроявлений – к ангрской свите. Максимальными объемами и количеством интервалов поглощений характеризуются литвинцевская и ангарская свиты. Картирование зон газопроявлений является прямым признаком дальнейших поисков углеводородного сырья, рапопроявлений для поисков лития, а зоны поглощений и наличие солей формируют надежные резервуары для скоплений УВ, что в дальнейшем может использоваться при ведении разведочных работ.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, Ангаро-Ленская нефтегазоносная область, кембрий, бурение скважин, геологические осложнения

L. N. Konstantinova[1]✉, *E. S. Volgina*[1]

Generalization of the results of geological complications in the Cambrian during well drilling Angara-Lena oil and gas region

[1] Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: konstantinovaln@ipgg.sbras.ru

Abstract. In order to predict areas of possible geological complications during drilling in the Cambrian salt-bearing complex, maps of formations were constructed with the distribution of absorption intervals and all possible manifestations of brine, gas, oil, and water based on generalization and analysis of drilling data in the Angara-Lena oil and gas region. The following patterns have been identified: the largest number of brine showings is confined to the Usolka formation, gas occurrences are confined to the Angara formation. The Litvintsevskaya and Angarsk formations are characterized by the maximum volumes and number of absorption intervals. Mapping of gas occurrence zones is a direct sign of further searches for hydrocarbon raw materials, brine showings for lithium, and absorption zones and the presence of salts form reliable reservoirs for hydrocarbon accumulations, which can later be used in exploration work.

Keywords: Eastern Siberia, Angara-Lena oil and gas region, Cambrian, well drilling, geological complications

Введение

Осадочный чехол Сибирской платформы и в частности Ангаро-Ленской НГО сложен отложениями подсолевого терригенно-карбонатного комплекса венда, соленосно-карбонатного комплекса нижнего кембрия и терригенно- карбонатного комплекса перекрывающих отложений палеозоя и мезозоя. В отличие от субгоризонтального залегания пород подсолевого комплекса, отложения, слагающие солевой и надсолевой комплексы, характеризуются сложным тектоническим строением. Структурные поверхности нижнебельской подсвиты, ангарской и литвинцевской свит осложнены рядом положительных и отрицательных структурных форм, различающихся по своим размерам, морфологии и амплитуде [1].

При проведении геологоразведочных работ на изучаемой территории в процессе бурения скважин геологи практически в каждой скважине сталкивались с осложнениями при проходке интервалов в свитах кембрия, связанных с трещиноватостью и карстрообразованием, где происходило поглощение бурового раствора, а также нередко возникали ситуации с саморпоизвольными выбросами газа, разгазирование бурового раствора, свободное фонтанирование водой или высокоминерализонанными рассолами. Такие ситуации нередко сопровождались и аварийным прихватом бурового инструмента.

В настоящее время вся территория Ангаро-Ленской НГО входит в первоочередной объект для наращивания запасов УВ, здесь уже введены в эксплуатацию нефтепроводы «ВСТО», «Омск-Иркутск» и газопровод «Сила Сибири». Основные запасы УВ связаны с подсолевым нефтегазоносным комплексом, т.е. с терригенными коллекторами венда, но нельзя не учитывать перспективы и карбонатных продуктивных горизонтов в соленосно-карбонатном комплексе кембрия, где уже открыты промышленные залежи нефти и газа на Атовском месторождении, газа на Ковыктинском, Знаменском, Тутурском месторождениях и других площадях бурения. Поэтому дальнейшие геологоразведочные работы будут нацелены на возвратные объекты в межсолевых продуктивных горизонтах кембрия, разработка которых связана с определенными рисками геологических осложнений при бурении скважин.

На примере разработки Ковыктинского месторождения [2, 3, 4], уже предлагаются проекты конструкций скважин и технологических схем бурения с учетом возможных интервалов осложнений и применения современных методов их ликвидации с целью минимизации возможных рисков и дополнительных материальных затрат. Материалы современных сейсморазведочных работ МОГТ 3D в комплексе с электроразведочными работами 3D ЗСБ позволили получить детальную картину развития пород-коллекторов, изучить развитие дизъюктивной тектоники и спрогнозировать зоны рапогазопроявлений [3]. Сейчас при бурении скважин в рапосодержащих горизонтах предлагается использовать буровой раствор на основе рапы с небольшим добавлением реагентов, который не наносит серьезного ущерба окружающей среде и не уступает, а порой и превосходит традиционно применяемый полимерный соленасыщенный буровой раствор

[5]. Для ликвидации интервалов мощных поглощений сейчас применяют технологии перекрытия оборудованием локального крепления стенок скважины, которое обеспечивает возможность перекрытия осложненного горизонта за один цикл без изменения конструкции скважины с использованием применяемого бурового раствора без его замены [6]. Однако проведенные исследования проводились на единичных отдельных месторождениях или участках недр и до настоящего времени не было проведено обобщения результатов геологических осложнений в кембрии при бурении скважин на всей территории Ангаро-Ленской НГО. Поэтому обобщение и анализ данных бурения различных геологических осложнений в соленосных отложениях кембрия по всем скважинам Ангаро-Ленской НГО выполнено впервые и является одним из важнейших факторов повышения качества бурения. В настоящей работе с целью прогноза зон возможных геологических осложнений при бурении скважин в соленосном комплексе кембрия были построены карты по свитам с распределением в них интервалов поглощений и всех возможных проявлений рапы, газа, нефти, воды на основе обобщения и анализа данных бурения скважин в Ангаро-Ленской НГО.

Методы и материалы

Для построения карт распределения геологических осложнений при бурении скважин было выполнено комплексное обобщение геолого- геофизической информации по материалам бурения (дела скважин, описание керна скважин, аналитические данные по петрофизическим свойствам, геохимическим определениям проб воды и газа и т.д.), по данным ГИС (каротаж для уточнения привязки интервалов осложнений при бурении к свитам и горизонтам), каталог стратиграфических разбивок, а также анализ опубликованной и фондовой литературы. Вся полученная информация по более 400 скважинам была оформлена в табличном варианте и разделена по свитам галогенно-карбонатного кембрия. Фондовая литература включала 20 отчетов производственных организаций по результатам бурения скважин, начиная с 1957 г. Также была проведена дифференциация интервалов поглощений по объемам:<10 $м^3$/час, 10-50 $м^3$/час, >50 $м^3$/час до полного. Информация по нефтегазоводопроявлениям также была разделена на отдельные категории: нефтепроявления, газопроявления, водопроявления, рапопроявления, и совместные газоводопроявления, нефтегазопроявления, нефтегазоводопроявления, фильтрат бурового раствора с водой, фильтрат бурового раствора с газом. Условия бурения глубоких скважин на территории юга Сибирской платформы и в частности в Ангаро-Ленской ступени оцениваются как «сложные», часто характеризуются сочетанием вышеуказанных осложнений в интервале одного литолого-стратиграфического уровня.

Результаты

При анализе материалов по осложнениям при бурении скважин, пробуренные на территории Ангаро-Ленской НГО были использованы скважины, за более чем 60-ти летнюю историю изучения Ангаро-Ленской НГО. Технологии бурения и вскрытия межсолевых отложений в разные годы существенно отличались. По этой причине выполненный нами анализ носит в значительной степени общий характер.

В основном, во всех скважинах Ангаро-Ленской НГО отмечены те или иные геологические осложнения. Наиболее распространенным осложнением является поглощение бурового раствора вплоть до катастрофического. При бурении в надсолевом терригенно-карбонатном комплексе поглощения были зафиксированы практически во всех скважинах. С увеличением глубины бурения в соленосно-карбонатном комплексе вероятность вскрытия зон поглощения уменьшается (рис. 1). Максимальное количество скважин в которых были поглощения по свитам распределены соответственно - в ангарской (86 скважин), литвинцевской (81 скважина), булайской (66 скважин) и бельской (63 скважины). Наиболее мощные, более 50 м3/час и до полного поглощения бурового раствора, происходили в верхней части межсолевого комплекса в литвинцевской и ангарской свитах, незначительные объемы поглощений, менее 10 м3/час, чаще всего наблюдались в скважинах при проходке ангарской и бельской свит (рис. 2).

Рис. 1. Статистика геологических осложнений, зарегистрированных при бурении поисково-разведочных скважин в пределах Ангаро-Ленской НГО

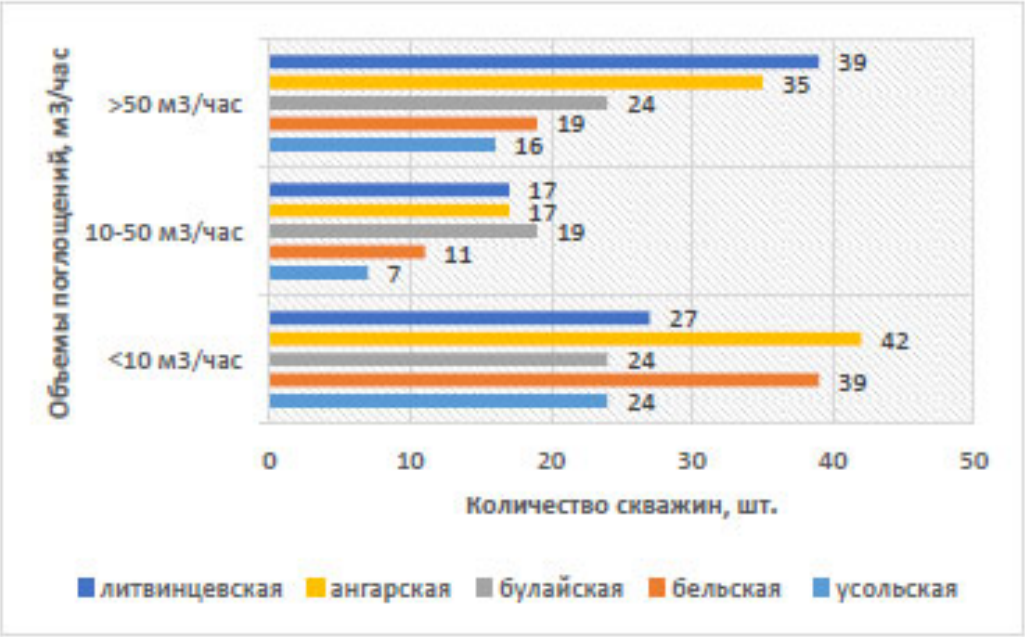


Рис. 2 Распределение объемов поглощений в скважинах по свитам кембрия Ангаро-Ленской НГО

Наибольшее число скважин с нефтегазоводопроявлениями отмечены – в усольской (в 56 скважин), ангарской (в 34 скважинах) и бельской (в 31 скважине), т.е. в соленасыщенных свитах, а вот в булайской и литвинцевской преимущественно карбонатных свитах количество скважин существенно меньше и соответственно составляет 12 и 24 скважин. Максимальное количество рапопроявлений также отмечается в соленасыщенных свитах усольской, бельской, и ангарской, а в булайской и литвинцевской их существенно меньше. Наиболее часто газопроявления (в 17 скважинах) отмечались в ангарской свите, а рапопроявления в усольской свите (в 19 скважинах), нефтепроявления в 10 скважинах в бельской свите (рис. 3).

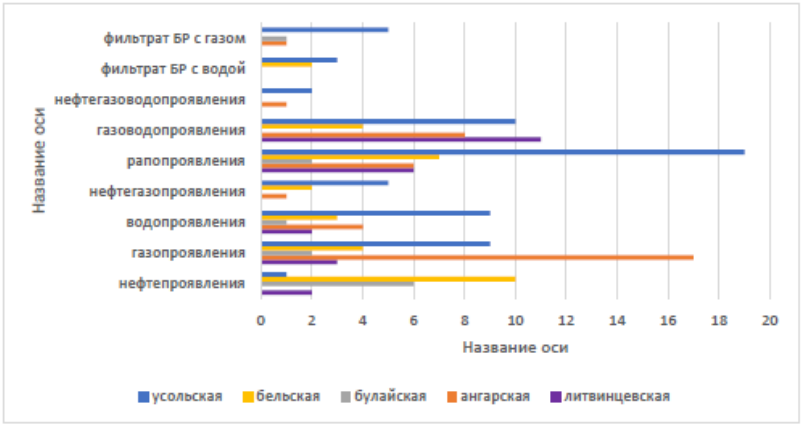


Рис. 3 Распределение различных проявлений при бурении скважин по свитам кембрия Ангаро-Ленской НГО

Обсуждение

Наиболее уязвимым из стратиграфических интервалов, с точки зрения геологических рисков, являются ангарская, усольская, бельская свиты, в которых отмечаются все вышеописанные осложнения (рис. 1). Если сравнивать количество интервалов с осложнениями в процессе бурения, то наибольшее их количество от числа скважин связано с поглощениями в ангарской и бельской свитах, с нефтегазоводопроявлениями в усольской свите. Количество интервалов рапопроявлений в свитах в основном одиночные и соответственно совпадают с количеством скважин (рис. 1). Нередко встречаются одновременно разные геологические осложнения в одной свите, которые как правило соответствуют разным интервалам. Так, например, нефтегазоводопроявления и поглощения наиболее часто встречаются в соленосных ангарской (в 12 скважинах), усольской и бельской свитах. Максимальное количество скважин с нефтегазопроявлением и рапопроявлением зафиксировано в усолькой свите – в 26 скважинах. Наличие в разрезе свиты одновременно поглощающих и рассоловмещающих пластов обусловливает трудности при ликвидации осложнений по типу «рапопроявление-поглощение», поскольку увеличение плотности раствора для глушения рапопроявления вызывает поглощение в вышезалегающих пластах и, вероятны, межпластовые перетоки в разных направлениях [7]. Иногда зоны поглощений с минимальными как правило объемами образуются ниже интервала рапопроявления в процессе смены бурового раствора при проходке скважиной через рассолоносный интервал.

Заключение

В результате проведенных исследований были выявлены некоторые закономерности: наибольшее число рапопроявлений приурочено к усольской свите, наибольшее число газопроявлений к анагрской свите. Максимальными объемами и количеством интервалов поглощений характеризуются литвинцевская и ангарская свиты. Таким образом, можно предположить, что преимущественно соленосного состава усольская свита являлась достаточно надежным экраном для перетока УВ в вышележащие пласты. Геостатическое давление на флюидную систему со стороны Байкало-Патомской складчатой области обусловило АВПД и многочисленные нефтегазорапопроявления в усольской свите. В ангарской свите при соленасыщенности более 50% отмечались многочисленные газопроявления при преимущественно вертикальной миграции из нижележащих отложений. Поэтому количество поглощений и нефтегазопроявлений напрямую зависит от литологического состава свиты. Если свита имеет карбонатный состав (булайская, литвинцевская), то вероятны поглощения, если соленосно-карбонатный, то возможны все геологические осложнения, если преимущественно соленосный, то нефтегазорапопроявления. Также выявлена определенная закономерность размещения зон с геологическими осложнениями по территории Ангаро-Ленской НГО. Наибольшее их проявление сосредоточено в линейных зонах северо-восточного простирания на юге вдоль Верхоленского, Жигаловского, Чиканского, Хандинского валов, также в зоне Верхнеангарских дислокаций [8];на севере в линейных зонах субмеридионального простирания вдоль Литвинцев-

ского, Тубинского, Верхне-Турымского, Якуримского, Казаркинского, Омолойского валов. Также зоны с многочисленными геологическими осложнениями приурочены к кембрийским локальным структурам в пределах Братского, Ковыктинского выступов фундамента, к субмеридиональным складкам Верхнеангарского структурного мыса. Картирование зон нефтегазопроявлений является прямым признаком дальнейших поисков углеводородного сырья, рапопроявлений – поисков лития, а зоны поглощений и наличие солей формируют надежные резервуары для скоплений УВ, что в дальнейшем может использоваться при ведении геологоразведочных работ. В настоящее время Газпром уже успешно совмещает добычу газа и литиевого сырья на Ковыктинском участке недр.

Благодарности

Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 5 Иркутский регион. / А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук и др. – Новосибирск, 1995. – 59 с.
2. Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А., Смирнов А.С., Горлов И.В. Бурение скважин на нефть и газ в условиях аномально проницаемых трещинных коллекторов с аномально высоким пластовым давлением флюидной системы // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – №5, –2019. – С. 11-18
3. Смирнов А.С., Горлов И.В., Яицкий Н.Н. и др. Интеграция геолого-геофизических данных – путь к созданию достоверной модели Ковыктинского газоконденсатного месторождения // Геология нефти и газа. – М., 2016. – № 2. – С. 56–66.
4. 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. – 248 с.
5. Коновалов М.А., Романов Г.Р. Применение солевого рассола в качестве основы бурового раствора на месторождениях Восточной Сибири. Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований: научные труды XXIII Междунар. науч.-техн. конф. (Иркутск, 04–07 апреля 2023 г.). – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2023. – Вып. 23. – С.74-80
6. Леляев А.С., Заливин В.Г. Результаты экспериментального бурения при ликвидации зон поглощений на Хандинской площади. Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований: научные труды XXIII Междунар. науч.-техн. конф. (Иркутск, 04–07 апреля 2023 г.). – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2023. – Вып. 23. – С.70-73
7. Ушивцева Л.Ф. Геологические риски и экологическая безопасность бурения скважин в регионах с развитием солянокупольной тектоники В сборнике: Геоэкологические проблемы современности и пути их решения. Материалы II Всероссийской научно-практической конференции. Орёл, 2020. – С. 103-113
8. Мандельбаум М.М. Геологическое строение и нефтегазоносность зоны Верхнеангарских дислокаций. В кн.: Геофизические исследования и проблемы нефтегазоносности юга Сибирской платформы. М., 1962. – Вып. 2. – С. 3-108

© Л. Н. Константинова, Э. С. Волгина, 2025

УДК 550.51
DOI DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-75-82

П. С. Лапин [1]✉, Л. Н. Константинов[1], С. А. Моисеев [1]

О возможности применения неотектонического метода исследования для выявления зон АВПД в межсолевых кембрийских отложениях Ангаро-Ленской НГО на примере Ковыктинского месторождения

[1] Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: LapinPS@ipgg.sbras.ru

Аннотация. Зоны аномально высокого пластового давления (АВПД) оказывают негативное влияние на разработку месторождений в пределах Ангаро-Ленской НГО. Для того чтобы избежать большого числа аварий необходимо осуществить районирование объекта исследования и выяснить причины этого явления. В настоящей работе мы рассмотрели одну из них: влияние глубинного эндогенного процесса на характер проявления АВПД. Эта задача решается с привлечением методов генетической морфологии и морфометрии. Анализируется одно из основных свойств рельефа – эрозионно-денудационное расчленение. Мы осуществили анализ с привлечением показателя общего эрозионно-денудационного расчленения рельефа, характеризующего глубинный эндогенный процесс. Оценили его пространственное положение и отметили, что для зоны АВПД характерны большие значения показателя. Полученные результаты позволили предположить, что активность глубинного эндогенного процесса, вероятно, может являться одной из причин формирования зоны АВПД. Вместе с тем, они могут быть использованы как эталон для изучения Ангаро-Ленской ступени или всей Восточной Сибири в целом. Предложенный метод исследования существенно дешевле проведения сейсмических работ по 3D и выделения зон АВПД непосредственно по пробуренным скважинам.

Ключевые слова: зоны аномально высокого пластового давления, новейшие движения, общий показатель эрозионно-денудационного расчленения рельефа

P. S. Lapin[1]✉, Konstantinova L. N. [1], Moiseev S. A [1]

On the possibility of using the neotectonic research method to identify zones of abnormally high reservoir pressures in the inter-salt Cambrian deposits of the Angara-Lena oil and gas region on the example of the Kovyktinskoye field

[1] Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: LapinPS@ipgg.sbras.ru

Abstract. Zones of abnormally high reservoir pressure (AWPDS) have a negative impact on the development of deposits within the Angara-Lena oil and gas region. In order to avoid a large number of accidents, it is necessary to carry out zoning of the research object and find out the causes of this phenomenon. In this paper, we have considered one of them: the influence of a deep endogenous process on the nature of the manifestation of zones of abnormally high reservoir pressures. This problem is solved using methods of genetic morphology and morphometry. One of the main properties of the relief is analyzed – erosion-denudation fragmentation. We carried out an analysis using an indicator

of the total erosion-denudation division of the relief, which characterizes the deep endogenous process. We assessed its spatial position and noted that the zones of abnormally high reservoir pressures zone is characterized by high values of the indicator. The obtained results suggested that the activity of a deep endogenous process may probably be one of the reasons for the formation of the zones of abnormally high reservoir pressures. At the same time, they can be used as a reference for studying the Angara-Lena stage or the entire Eastern Siberia as a whole. The proposed research method is significantly cheaper than conducting 3D seismic work and identifying zones of abnormally high reservoir pressures directly from drilled wells.

Keywords: zones of abnormally high reservoir pressure, recent movements, a general indicator of erosion-denudation dissection of the relief

Введение

До настоящего времени выявление свойств, раскрывающих влияние активизации глубокопогруженных геологических тел на рельеф земной поверхности, является актуальной задачей. Ещё М.А. Усов высказал предположение о том, что «сложный процесс формирования рельефа всегда связан с очень большим перемещением минеральных масс, как на поверхности Земли, так и в самих горизонтах литосферы и астеносферы» [1]. Развитие современного рельефа земной поверхности происходит под действием неотектонических движений. Существенный вклад в рамках антиклинальной теории развития рельефа Западной и Восточной Сибири внесли работы И.П. Варламова [2], который, исследуя влияние неотектонических движений на развитие и формирование рельефа, установил их соответствия структурам I и II порядков. По мере увеличения объёмов геофизических работ на наиболее изученной территории – Западной Сибири, а также детальности и качества структурных построений, И.П. Варламову и Э.Л. Якименко [3] удалось осуществить постановку задачи о связи основных структурных горизонтов, выявленных сейсмическими методами и абсолютными отметками современного рельефа. В результате проведенного корреляционного анализа они не смогли установить существенную зависимость между основными структурными поверхностями и рельефом земной поверхности. Возникла необходимость в поиске и выделении других свойств рельефа, привлечение которых позволило бы решить данную задачу. В связи с этим, в рамках методов генетической морфологии и морфометрии был разработан и применен метод, основанный на анализе глубинного эндогенного процесса, как одного из свойств рельефа и являющегося индикатором глубинной активизации геологических тел. Следует отметить, что методы геоморфологии и неотектоники являются составной частью комплексного подхода при поиске полезных ископаемых. Не является исключением и поиск углеводородного сырья. На начальной стадии поисков на региональном уровне эти методы применялись из-за своей дешевизны, но для решения прогнозных задач на локальном уровне требовался другой подход. Действительно, реликты донеогеновой поверхности выравнивания имеют плохую степень сохранности и не позволяют строить карты крупнее 1:1 500 000 масштаба. Требовалась разработка других методов анализа. В работе исследования проведены на основе анализа показателя общего эрозионно-денудационного расчленения ре-

льефа, который характеризует деятельность эрозионно-денудационных процессов в рамках модели формирования рельефа от одного этапа пенепленизации к другому.

Объект исследования

На региональном уровне, в пределах Ангаро-Ленской НГО объектом исследования являются кембрийские отложения (интервалы литвинцевской, ангарской, булайской, бельской, усольской свит). Установлено, что в кембрийских соленосных отложениях основными осложнениями при бурении скважин являются: поглощения промывочной жидкости различной интенсивности от полного до незначительного; газопроявления как слабой интенсивности, так и до фонтанных выбросов газа; водопроявления также имеют различную интенсивность и минерализацию от слабых рассолов до рапы; нефтепроявления в основном связаны с пропиткой нефтью трещин и каверн керна скважин; часто различные осложненния при бурении сопровождаются АВПД и АНПД; кавернообразование в соленосных отложениях.

Для скважин Ангаро-Ленской НГО наиболее распространенным осложнением является поглощение бурового раствора, вплоть до катастрофического. При бурении в надсолевом терригенно-карбонатном комплексе поглощения были зафиксированы практически во всех скважинах. С увеличением глубины бурения вероятность вскрытия зон поглощения уменьшается. Наиболее уязвимым из стратиграфических интервалов, с точки зрения геологических рисков, являются ангарская, усольская, бельская свиты, в которых отмечаются все три проявленных осложнения (рис. 1).

В пределах объекта исследования выполнено комплексное обобщение геолого-геофизической информации по материалам бурения (дела скважин, описание керна скважин, аналитические данные по петрофизическим свойствам, геохимическим определениям проб воды и газа и т. д.); по данным ГИС (каротаж для уточнения привязки интервалов осложнений при бурении к свитам и горизонтам), а также анализ опубликованной и фондовой литературы. Вся информация по геологическим осложнениям при бурении скважин Ангаро-Ленской НГО была оформлена в табличном варианте и разделена по свитам галогенно-карбонатного кембрия, что подтвердило наличие зон геологических осложнений при бурении скважин.

В процессе бурения в пределах Ковыктинского газоконденсатного месторождения (ГКМ) достаточно сложным для вскрытия остаются объекты с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) [4] (см. рис. 1).

Водоносные горизонты проявляли себя, главным образом, поглощениями промывочной жидкости, которые зафиксированы практически по всему разрезу надсолевой и соленосной гидрогеологических формаций.

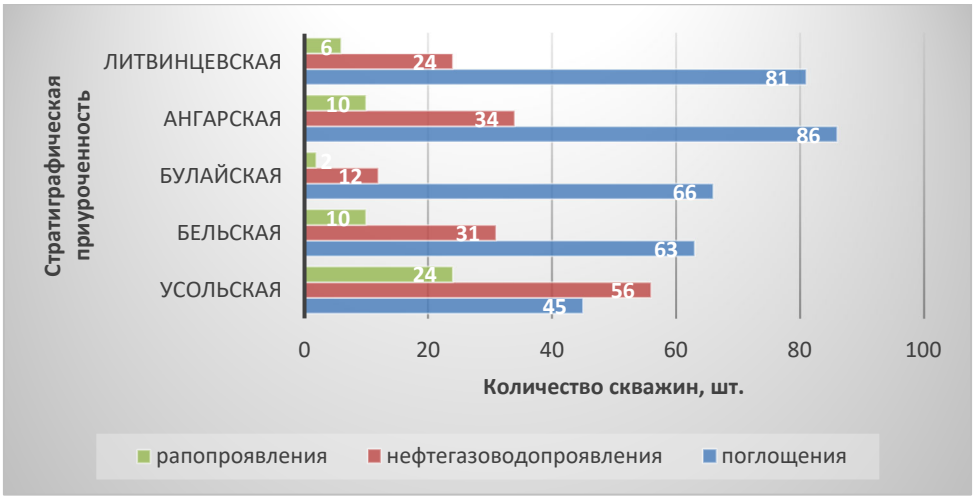


Рис. 1 Статистика геологических осложнений, зарегистрированных при бурении поисково-разведочных скважин в пределах контура Ангаро-Ленской НГО

В подсолевой формации эти эффекты отмечались значительно реже. Наряду с зонами поглощения, в разрезе соленосной формации зафиксированы зоны АВПД (рис. 2) с интенсивным рапопроявлением, которые отмечены в юго-восточной части месторождения (скв. Гр-1), его центре (скв. Квт-3 и Квт-26), наиболее массово представлены на северо-востоке (скв. Квт-18, Квт-52, Квт-60, Квт-61 и Квт-64) [5].

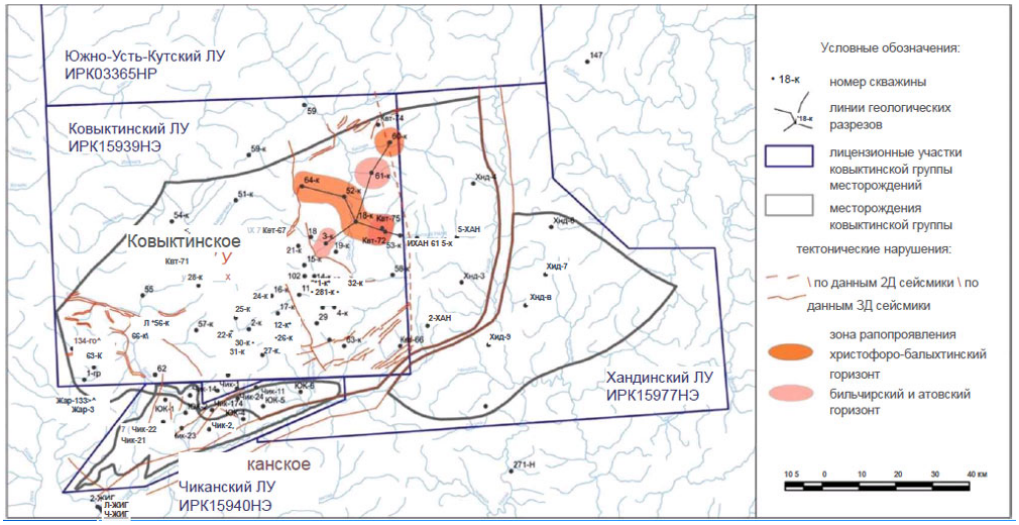


Рис. 2. Зоны рапопроявления Ковыктинского месторождения [6]

Все вышеописанные свойства объекта исследования получены, в основном, непосредственно по материалам бурения. Бурение в данных зонах требует значительных денежных вложений. Выявление этих зон сейсмическими методами, в том числе и 3D, очень дороги, особенно в условиях Восточной Сибири. В ра-

боте рассмотрен вариант возможности выявления зон АВПД с привлечением геоморфологических и неотектонических методов оценки неоднородности земной коры [7, 8].

Метод и обсуждение результатов

Оценка проявления современного эндогенного процесса осуществлена через вычисление общего показателя эрозионно-денудационного расчленения рельефа [9, 10]. Показатели широко применяются как у нас в стране, так и за рубежом, отличия только в их названиях. Например, показатели густоты и глубины эрозионно-денудационного расчленения сопоставимы с показателями плотности стока [11] и рельефа бассейна [12]. Коэффициент разгрузки [13] соответствует показателю максимального угла наклона в рельефе (склона). Значения этого показателя отражают в рельефе результат взаимодействия эндогенных и экзогенных сил, учитывают в процессе развития рельефа хорошо известные в геоморфологии модели В. Пенка и У. Девиса.

Подробно методика описана ранее [14]. Ниже приведем её узловые моменты. Общий показатель эрозионно-денудационного расчленения вычислялся как произведение двух морфометрических показателей, которые традиционно используются в геоморфологии при описании форм рельефа [15], а именно показателей густоты и глубины эрозионно-денудационного рельефа. Показатель густоты рассчитывается как отношение длины всех временных и постоянных водотоков к площади морфотипа. Показатель глубины вреза гидросети рассчитывается как разность абсолютных отметок максимального значения в пределах водораздела к местному базису эрозии, отнесенная к площади морфотипа. В нашем случае морфотип – это комплексная характеристика локального представительного участка, в пределах которого присутствуют анализируемые морфометрические показатели. Представительный участок – это участок рельефа земной поверхности, в котором присутствуют элементы основной морфологической триады: «водораздел – склон – днище долины» [16].

Ранее [16] по разработанной методике была построена схема проявления эндогенной составляющей рельефообразующего процесса на основе вычисления показателя общего эрозионно-денудационного расчленения рельефа (рис. 3), что позволило на современном этапе развития земной коры сделать предположение о хорошей степени сохранности перспективных в нефтегазоносном отношении объектов. В настоящей работе с этой же целью осуществлено сопоставление схемы проявления глубинной эндогенной составляющей рельефообразующего процесса со скважинами с АВПД.

При районировании значения анализируемого параметра (рельефообразующий процесс, характеризующий современную глубинную эндогенную его составляющую) разделили на три группы: 1 – минимальные и близкие к ним; 2 – максимальные и близкие к ним; 3 – средние значения.

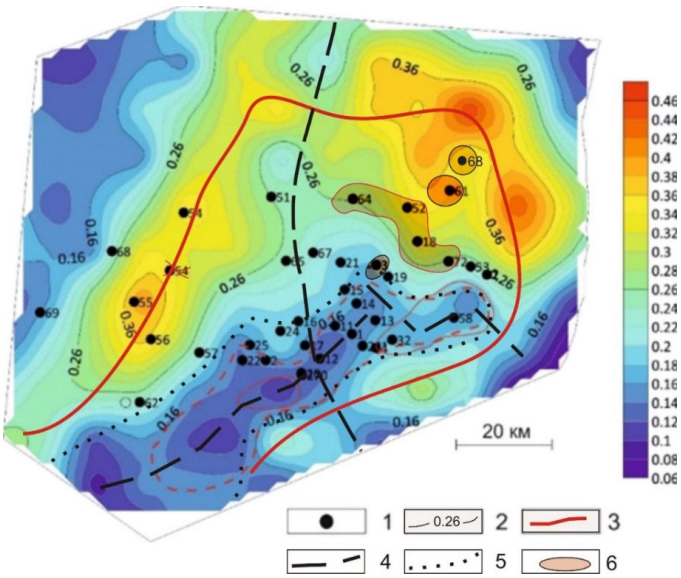


Рис. 3. Проявление минимальных и максимальных значений параметра в пределах Ковыктинского месторождения 1 – скважины; 2 – линии равных значений параметра; 3 – линия максимальных значений параметра; 4 – линия минимальных значений параметра; 5 – граница области с минимальными значениями параметра; 6 – области рапопроявления.

Установлено, что область минимальных значений приурочена к зоне пересечения двух, вероятно ранее активных разломов – северо-восточного и северо-западного направлений (рис. 3). На основе анализа распространения максимальных значений параметра выделили линию подковообразной формы. Она совпадает с частью разломов и является областью миграции углеводородов.

Проверка достоверности полученных данных осуществлена на основе сопоставления двух схем (рис. 2, 3). Восточная граница зоны максимальных значений совпадает с разломом, выявленным по сейсмическим данным 2D. Южная граница по данным сейсморазведки 3D представлена серией разрывных нарушений, которые по нашим данным незначительно активизированы. Полученную информацию можно рассмотреть с позиций существования в земной коре литодинамических потоков [17]. Согласно этим представлениям перемещение вещества и энергии происходит из области максимальных в область минимальных значений глубинного эндогенного процесса. В нашем случае – от периферии к центральной части.

По результатам проведенных исследований в северо-восточной части Ковыктинского ГКМ выявили блок, который с трех сторон ограничен линией максимальных значений параметра. Западная граница выделенной области совпадает с менее неактивным в настоящее время разломом (рис. 3). Выделенный блок внутри неоднороден, но этой неоднородности характерна определенная закономерность в распределении значений показателя. Их закономерная смена происходит с юго-запада на северо-восток, от минимальных к максимальным значениям. Таким образом, по вычисленным значениям показателя выделенный

блок можно разделить на три части: с минимальными, незначительными и максимальными значениями. Скважины с повышенным рапопроявлением приурочены к области с максимальными и близкими к ним значениями показателя (рис. 3). Можно предположить, что в пределах блока выделяется некая мембрана, которая предотвращает проникновение объектов с АВПД в юго-западном направлении. Для изучения выявленной неоднородности требуется проведение дальнейших детальных исследований.

Заключение

В областях с АВПД возникают сложности при выполнении буровых работ, что приводит к частым авариям и как следствие – резкому их удорожанию. Для исключения этого негативного влияния недостаточно только выделять области с АВПД, но и постараться выяснить причины их появления. Действительно, существуют методы гравиметрического, и сейсмического анализа, в том числе 3D, которые направлены на выявление этих областей. При этом, последние очень дороги. В настоящей работе с привлечением методов геоморфологии и неотектоники удалость не только выявить область с АВПД, но и предложить один из вариантов её формирования. С этой целью анализировался характер эрозионно-денудационного расчленения рельефа, определяющий развитие рельефа от одного этапа пенепленизации к другому под действием неотектонических движений.

Таким образом, анализ проявления современных эндогенного процесса, как фактор проявления тектонических движений позволил предложить один из вариантов локализации зоны АВПД в пределах Ковыктинского месторождения. Использовать полученную информацию как эталон и наметить пути дальнейшего исследования данного феномена.

Благодарности

Работа выполнена при поддержке Программы фундаментальных научных исследований (ФНИ) №FWZZ-2022-0008.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1.Усов М.А Элементы геоморфологии и геологии рыхлых отложений. - Томск: Западно-Сибирский геолого-гидро-геодезический трест (ЗСГПРТ), 1934. - 87 с.

2. Варламов И.П. Новейшая тектоника нефтегазоносных областей Сибири. В кн.: Новейшая тектоника Сибирской платформы и ее влияние на нефтегазоносность. М., 1985. – С. 3-1.

3. Варламов И.П., Якименко Э.Л. Результаты изучения корреляционных связей ряда структурных горизонтов центральной части Западно-Сибирской низменности// Структурно-геоморфологические исследования в Сибири и на Дальнем Востоке. – Новосибирск, 1975. – С. 14-18.

4. Шелихов, А.П. Анализ отражения в геопотенциальных полях зон осложнений при бурении скважин на Ковыктинском ГКМ / Шелихов А.П. и др. // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: Материалы 44-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского, Москва, 23 — 27 января 2017 г. – М: ИФЗ РАН, 2017. – С. 403-406

5. Аверкина Е.В. Анализ рапопроявлений в скважинах, пробуренных на территории Иркутского амфитеатра / Е. В. Аверкина // Известия Сибирского отделения РАЕН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. - 2007. -№ 4(30).

6. Михайлов Д.В., Добрынин Е.В. Использование пластовых промышленных вод и рассолов Ковыктинского месторождения в качестве гидротермального сырья.*URL:*https://pprog.ru/upload/best_pr_2021/%D0%98%D1%80%D0%BA%D1%83%D1%82%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F%20%D0%BE%D0%B1%D0%BB%D0%B0%D1%81%D1%82%D1%8C/%D0%9F%D1%80%D0%BE%D0%B5%D0%BA%D1%82/3%20%D0%9C%D0%B8%D1%85%D0%B0%D0%B9%D0%BB%D0%BE%D0%B2_%D0%94%D0%BE%D0%B1%D1%80%D1%8B%D0%BD%D0%B8%D0%BD_%D0%9F%D1%80%D0%B5%D0%B7%D0%B5%D0%BD%D1%82%D0%B0%D1%86.pdf

7. Рыжов А.Е., Поляков Е.Е., Горлов И.В. и др. Выделение новых перспективных объектов в отложениях солевого комплекса Ковыктинской зоны газонакопления и сопредельных территорий// Вести газовой науки. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. - 2017. -№3 (31). - С. 100-11.

8.Лапин П.С. Неравномерный характер проявления неотектонических движений земной коры как индикатор неоднородности нижнеангарской свиты Ковыктинского месторождения// Нефтегазовое дело – том 19 – № 6 – С. 6-12 – 2021

9.Филосовов В.П. Краткое руководство по морфометрическому методу поисков тектонических структур: монография. - Саратов: Коммунист, 1960. - 95 с.

10. Уфимцев Г.Ф. Картографический анализ при изучении неотектоники горных стран // Геология и геофизика. - 1974. - № 2. - С. 79–85.

11. Horton R.E. "Erosional Development of Streams and Their Drainage Basins; Hydrophysical Approach to Quantitative Morphology". Geological Society of America Bulletin, 1945, 56 (3), 275-350, doi: 10.1130/0016-7606 (1945)56[275:EDOSAT]2.0.CO;2.

12. Hadley R., Schumm S. Sediment Sources and Drainage Basin Characteristics in Upper Cheyenne River Basin. US Geological Survey Water-Supply Paper 1531-B, 1961, Washington DC.

13. Schumm S.A. The evolution of drainage systems and slopes in bad lands at Perth, Amboi, New Jersey. Geol. Soc. Ame. Bull., 1956, 67(5), p. 597- 646, doi: 10.1130/0016-7606(1956)67[597:EODSAS]2.0.CO;2.

14. Лапин П.С., Красавчиков В.О. Морфометрические показатели при анализе направленности эрозионного расчленения рельефа // Геология и геофизика, 1990, 10, с. 105-114.

15. Волков Н.М. Принципы и методы картометрии / Акад. наук СССР. Ин-т географии. Москва, Ленинград: Изд-во и 2-я тип., 1950, 328 с.

16. Лапин П.С. Современные тектонические движения как предопределяющий фактор формирования и сохранности скоплений газа (на примере Ковыктинского месторождения) // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVIII международной научной конференции (г. Новосибирск, 18-20 мая 2022 г.) – ИНГГ СО РАН – Новосибирск – том Т. 2 – № 1 – С. 145-152 – 2022.

17. Флоренсов Н.А. Геоморфологические формации // Проблемы эндогенного рельефообразования / Ред. Н.А. Флоренсов. М.: Наука, 1976. С. 399-419.

© П. С. Лапин, Л. Н. Константинова, С. А. Моисеев, 2025

УДК 551.763(561)+551.77(561)
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-83-89

Н. К. Лебедева[1]✉

Географическая дифференциация кампанских ассоциаций диноцист Северного Полушария

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: LebedevaNK@ipgg.sbras.ru

Аннотация. Представлены результаты анализа географического распространения и таксономического разнообразия цист динофлагеллат в кампане в Северном Полушарии. Установлено три типа комплексов диноцист на основе качественной и количественной оценки их родового состава. Типизация осуществлялась методом кластерного анализа по расчетной модели Жаккарда (программа BioDiversity Professional, 1997). Расширение межбассейновых связей, связанное с трансгрессивными событиями, наличие разнонаправленных меридиональных течений способствовало широкому распространению некоторых стратиграфически важных родов и видов, ранее имевших более узкие ареалы обитания. Установлена возможность сопоставления северосибирских комплексов диноцист с таковыми из стратотипических и датированных ортостратиграфическими группами фауны западноевропейских и североамериканских кампанских отложений через экатонные разрезы Приполярного Предуралья и юга Западной Сибири.

Ключевые слова: цисты динофлагеллат, кампан, биогеография

N. K. Lebedeva[1]✉

Campanian dinocysts of North Hemisphere: some aspects of biogeography and paleogeography

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: LebedevaNK@ipgg.sbras.ru

Abstract. The article presents the results of the analysis of the geographical distribution and taxonomic diversity of dinoflagellate cysts in the Campanian of the Northern Hemisphere. Three types of dinocyst assemblages were established based on the qualitative and quantitative assessment of their generic composition. Typization was carried out by the method of cluster analysis according to the Jacquard calculation model (BioDiversity Professional program, 1997). The expansion of interbasin connections associated with transgressive events and the presence of multidirectional meridional currents contributed to the wide distribution of some stratigraphically important genera and species that previously had narrower habitats. The possibility of comparing the North Siberian dinocyst assemblages with those from the stratotype and orthostratigraphic faunal groups of the Western European and North American Campanian deposits through the ekaton sections of the Subpolar Cis-Urals and the south of Western Siberia was established.

Keywords: dinoflagellate cyst, campanian, biogeography

Введение

Данная работа является продолжением цикла публикаций, касающихся биогеографических исследований распространения планктонных, одноклеточных

водорослей диноцист в Северном Полушарии в позднемеловую эпоху. Ранее была проведена типизация комплексов диноцист на основе качественной и количественной оценки их родового состава в сеноман-туронское и коньяк-сантонское время [1, 2, 3, 4]. В настоящей статье представлены результаты изучения таксономического разнообразия цист динофлагеллат и их географического распространения в кампане для выявления расселения и миграций, связанных палеогеографической и климатической обстановкой, а также их корреляционного потенциала.

Методы и материалы

В позднем мелу таксономическое разнообразие цист динофлагеллат достигает максимальных значений. Для кампанского времени было проанализировано географическое распространение более 94 родов диноцист в 40 местонахождениях Северного Полушария. Исследование проводилось с использованием статистических методов, в частности кластерного анализа по расчетной модели Жаккарда (программа BioDiversity Professional, 1997 The Natural History Museum and The Scottish Association For Marine Science) с дальнейшим анализом таксономического состава диноцист. Детально методика и терминологическая база приведены в работах [2, 4].

Материалом для этой работы послужили собственные исследования автора на разрезах Усть-Енисейского и Хатангского районов, Приполярного Урала, Полярного Предуралья, скважин Западной Сибири и Карского шельфа, Южного Зауралья, а также многочисленные литературные источники по Русской платформе, Северной Америке, северу Южной Америки, Европе, Африке. Для количественной оценки сходства сравниваемых флор динофлагеллат использовались только публикации, в которых отражены достаточно представительные по видовому разнообразию комплексы диноцист и представлены достоверные возрастные датировки по ортостратиграфическим группам фауны.

Результаты

Для кампанского времени проанализировано распространение 94 родов в 40 местонахождениях. Выделено три типа комплексов. По сравнению с сантонским временем увеличивается количество космополитных родов: Areoligera, Cordosphaeridium, Cyclonephelium/Circulodinium, Coronifera, Dinogymnium, Odontochitina, Oligosphaeridium, Palaeocystodinium, Palaeohystrichophora, Palaeoperidinium, Spiniferites.

1 cm тип установлен в разрезах Усть-Енисейского и Хатангского районов, Карского шельфа (скв. Ленинградская 1), юга Западной Сибири (скв. 8, 10, 2 (Омский прогиб)), Южного Зауралья, севера Казахстана (Тургайский прогиб, Кушмурун). Выявлено 35 родов. В составе характерных родов остается только Chlonoviella. Именно роды Chatangiella (присутствует до 16 видов), Alterbidinium (до 4 видов), Isabelidinium, Laciniadinium определяют «лицо» этого типа.

2 cm тип выявлен во многих разрезах европейской части, Северной Америки и включает порядка 92 родов. К характерным родам этого типа относятся

Callaiosphaeridium, Canningia, Cannosphaeropsis, Cribroperidinium, Dapsilidinium, Gilinia, Heterosphaeridium, Hystrichosphaeridium, Hystrichosphaeropsis, Manumiella, Pervosphaeridium и др. Наибольшее видовое разнообразие наблюдается для родов Chatangiella (присутствует до 11 видов), Dinogymnium (до 9 видов), Isabelidinium (до 7 видов), Spinidinium (до 5 видов), Spiniferites (до 15 видов).

Внутри этого типа выделяются два подтипа, несколько различающихся по составу родов и видовому разнообразию. Подтип 1 представлен в разрезах на территории Франции, Бельгии, Австрии, Германии, Англии, Калининградской, Саратовской, Волгоградской областей, Крыма, Полярного Предуралья, Техаса, Атлантического побережья США и Канады. Подтип 2 установлен в Израиле, Иране, Италии, Испании, Марокко, ю-з части Баренцева моря, Арктической Канаде, западной и восточной Гренландии, Внутренних территориях Канады, Вайоминге, южной Каролине, Джорджии (США). Подтип 1 отличается значительно большим родовым и видовым разнообразием. Роды: Acanthaulax, Connexiмura, Fibradinium, Hystrichokolpoma, Leberidocysta, Membranilarnacia, Operculodinium, Palaeotetradinium, Phanerodinium, Prolixosphaeridium, Triblastula отсутствуют в подтипе 2. В подтипе 1 наблюдается большее видовое разнообразие в родах: Achomosphaera, Canningia, Chatangiella, Dinogymnium, Exochosphaeridium, Florentinia, Microdinium, Spiniferites, Xenascus. Поскольку подтип 2 установлен в удалённых и климатически разнородных местонахождениях, то, возможно, различия связаны с лучшей изученностью разрезов с подтипом 1. Поэтому в этой работе основное внимание будет уделяться выявлению общих черт, а не поиску причин существующих различий, которые могут быть «сглажены» дальнейшими исследованиями.

3 cm тип установлен в карбонатных осадках западной Венесуэлы, экваториальной части западной Африки и терригенных – Египта. Разнообразие диноцист невелико: 30 родов. Характерным родом является Senegalinium. Типичны для этого типа также: Andalusiella, Cerodinium, Phelodinium, Trichodinium.

В кампане число космополитных родов несколько увеличивается за счет появления Areoligera, Cordosphaeridium, Coronifera в 1 cm типе. Быстрое распространение получает, появившийся в кампане, род Palaeocystodinium. Родовой состав диноцист выравнивается, значительное количество характерных родов остается только во 2 cm типе. Наибольшее число общих родов установлено в 1 cm и 2 cm типах. Расширяются ареалы характерных арктических родов Alterbidinium, Laciniadinium, Chatangiella, хотя их видовое разнообразие существенно меньше в комплексах 2 cm типа и представлены они в основном мелкими формами.

По палеоботаническим данным в сантон-кампанское время на большей части территории Северной Азии наблюдается некоторая аридизации климата. Однако потепление, выявленное на Сахалине, в Анадырско-Корякском регионе и отмечаемое в целом в кампане, здесь не проявилось [5]. Тем не менее кампанские флоры в Хатангском районе указывают на сохранение влажного теплоумеренного климата в позднем сантоне–раннем кампане севера Сибири. В конце кампана на северо-востоке Западной Сибири фиксируется кратковременное похоло-

дание [6]. Позднекампанское (?) похолодание отмечается также в Арктической Канаде [7].

Конец сантонского – начало кампанского веков ознаменовалось расширением связей Западно-Сибирского моря с Арктическими акваториями. Кампанский век – время господства эвритермной фауны на территории западносибирского бассейна. Вдоль восточного склона Урала продолжает существовать мощное арктическое течение, которое под влиянием южного течения из Тургая отклоняется в широтном направлении [8]. В Усть-Енисейском заливе на границе сантона и кампана донные сообщества претерпевают значительную деструкцию: полностью исчезают иноцерамы, уменьшается таксономическое разнообразие фораминифер [6]. В Северном Полушарии с кампанской бореальной трансгрессией связано наиболее значительное в позднем мелу увеличение разнообразия биоты. В микрофитопланктоне Арктической области наблюдается расцвет диатомовых и динофлагеллат, ассоциации которых обогащаются новыми родами и видами.

Общий облик фауны Полярного Предуралья указывают на ее близость к фауне кампанского Русского моря в районе Среднего Поволжья, что может свидетельствовать о существовании в раннем кампане (как и в сантоне) широкого Северо-Восточного пролива, соединяющего Печорское и Русское моря [9]. Состав диноцист Полярного Предуралья в кампанское время близок к европейским комплексам за счет разнообразия и изобилия, по сравнению с сибирскими комплексами, хоратных цист (например, Achomosphaera, Connexiumura, Exochosphaeridium, Florentinia, Hystrichosphaeridium, Pervosphaeridium, Spiniferites и др.) и других морфотипов (Dinogymnium, Senoniasphaera, Phelodinium, Lejeunecysta), характерных для 2 cm типа, что также является свидетельством тесных связей Печорского и Русского морей.

В Тургайском прогибе продолжают формироваться прибрежно-морские отложения. Сохраняется Тургайский пролив. Существование в позднем мелу теплого течения из океана Тетис подтверждается многими палеобиогеографическими исследованиями [10], в том числе и по цистам динофлагеллат [11].

Помимо течений из области Тетис расселению биоты способствовали также северные течения в морях ЕПО [10] и североамериканском Западном Внутреннем бассейне [11]. Последнее подтверждается сходством диноцистовых комплексов от Арктической Канады до Вайоминга. Тогда как комплексы атлантического побережья США и Канады сходны с европейскими (доминирование хоратных и проксимохоратных цист). С.Д. Харкер с соавторами [10] считают, что это связано с океанической циркуляцией и различиями солености внутреннего и внешнего бассейнов, а не температурными вариациями. Северные течения способствовали широкому распространению родов Chatangiella, Alterbidinium, Isabelidinium до территорий Израиля и Ирана.

В северосибирских естественных разрезах Усть-Енисейского, Хатангского районов, Полярного Предуралья выделены два биостратона в ранге слоев с диноцистами. Слои с Isabelidinium spp. – Chatangiella verrucosa (верхняя часть зоны Sphenoceramus patootensiformis, ?верхи сантона - нижний кампан), в которых до-

минируют *Trithyrodinium suspectum*, *Chatangiella vnigrii*, *Isabelidinium* spp., *Laciniadinium rhombiforme*, *Chatangiella verrucosa*. Отмечено первое появление *Chatangiella niiga*, *Ch. micracantha*, *Ch. manumii*.

Слои с Chatangiella niiga не датированы ортостратиграфическими группами фауны. В комплексе доминируют Chatangiella niiga, Ch. manumii, Ch. spinata, Laciniadinium arcticum, L. rhombiforme. Присутствуют: Dinogymnium spp., Laciniadinium williamsii, Fibrocysta sp., Operculodinium centrocarpum, Chatangiella madura, Isabelidinium spp. и др. Эти слои напрямую не сопоставляются с датированными отложениями Западной Европы [например, 12; 13 и др.], Атлантического побережья США [14] и Крыма [15, 16] в связи со значительными различиями в таксономическом составе диноцист. Несмотря на то, что все комплексы Западной Сибири представлены в одном 1 cm типе они также далеко неоднородны по качественному и количественному содержанию микрофитопланктона. В тоже время слои с Chatangiella niiga, установленные на севере сопоставляются с южносибирскими кампанскими биостратонами Омского прогиба, Бакчарского железорудного месторождения, южного Урала Северного Казахстана [комплекс диноцист датирован позднекампанским аммонитом; 17]. В свою очередь комплексы микрофитопланктона из слоев с Chatangiella niiga–Isabelidinium spp. (южный Урал) и Chatangiella manumii–Dinogymnium spp. (Омский прогиб) имеют значительное сходство с верхнекампанскими комплексами Самбийского полуострова Калининградской области [датирован по наннопланктону; 18], Нижнего Поволжья [датирован по фораминиферам и радиоляриям; 19] Саратовского Поволжья [датирован аммонитами, белемнитами, бентосными и планктонными фораминиферами; 20]. Для верхнекампанских комплексов этих территорий характерно присутствие в разных количествах сочетание видов Chatangiella vnigrii, Ch. manumii, Ch. niiga (для северных территорий - многочисленен), Ch. ditissima, Alterbidinium acutulum, Laciniadinium rhombiforme, L. arcticum, Microdinium kustanaicum, Dinogymnium spp. (для южных территорий в большом количестве и разнообразии) и др. Далее, через разрезы Крыма эти комплексы коррелируются с таковыми Северной Америки и Европы, в том числе с разрезами, откалиброванными по планктонным фораминиферам, белемнитам, наннопланктону.

Другим связующим звеном между сибирскими комплексами диноцист и западноевропейскими является разрез Полярного Предуралья, который относится к 2 cm типу. В составе кампанских диноцист обнаружено, помимо типичных сибирских форм, и стратиграфически важные для расчленения таксоны в европейских разрезах. Детальный сравнительный анализ кампанских комплексов диноцист приведен в работе [21] и в вышеупомянутых публикациях.

Таким образом, наличие тесных связей водных масс бассейнов, существовавших в кампанское время, меридиональных течений как северной, так и южной направленности, привело к широкому распространению различных таксонов диноцист, ранее имевших ограниченное распространение. Это способствовало выявлению видов-маркеров, позволяющих осуществлять межрегиональные корреляции на подъярусном уровне.

Заключение

Проанализированы географическое распространение и таксономическое разнообразие цист динофлагеллат в кампане в Северном Полушарии. Установлено три типа комплексов диноцист на основе качественной и количественной оценки их родового состава. Расширение межбассейновых связей, связанное с трансгрессивными событиями, наличие разнонаправленных меридиональных течений способствовало широкому распространению некоторых стратиграфически важных родов и видов, ранее имевших более узкие ареалы обитания. Это коснулось большей частью арктических таксонов, что позволило выявить виды-маркеры, которые могут быть использованы для удаленных корреляций. Установлена возможность сопоставления северосибирских комплексов диноцист с таковыми из стратотипических и датированных ортостратиграфическими группами фауны западноевропейских и североамериканских кампанских отложений через экатонные разрезы Приполярного Предуралья и юга Западной Сибири.

Благодарности

Исследование поддержано Минобрнауки России в рамках государственного задания (проект № FWZZ-2022-0004).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Лебедева Н.К. Сеноман-туронские диноцисты Северного полушария: некоторые аспекты биогеографии и палеогеографии // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVIII международной научной конференции (г. Новосибирск, 18-20 мая 2022 г.). – ИНГГ СО РАН, Новосибирск, 2022. – Т. 2. – № 1. – С. 71-77.

2. Лебедева Н.К. Таксономическое разнообразие сеноман-туронских диноцист (Dinoflagellate cyst) Северного полушария: некоторые аспекты палеобиогеографии и палеоклиматологии // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2023. – № 3. – С. 84-98.

3. Лебедева Н.К. Коньяк-сантонские диноцисты Северного полушария: некоторые аспекты биогеографии и палеогеографии // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - XIX Международный научный конгресс. Международная научная конференция "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 8 т. (г. Новосибирск, 17-19 мая 2023 г.) – СГУГиТ – Новосибирск, 2023. – Т. 2. – № 2. – С. 122-128.

4. Лебедева Н.К. Таксономическое разнообразие коньяк-сантонских диноцист Северного полушария: некоторые аспекты биогеографии и палеогеографии // Геология и геофизика. – 2024. – том 65. – № 9. – С. 1262-1274.

5. Головнева Л.Б. Фитостратиграфия и эволюция альб-кампанской флоры на территории Сибири // Меловая система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии – СПб.: СПбГУ, 2005. – С. 177–197.

6. Захаров В.А., Лебедева Н.К., Маринов В.А. Биотические и абиотические события в позднем мелу Арктической биогеографической области // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44. – № 11. – С. 1093-1103.

7. Super J.R., Chin K., Pagani M. et al. Late Cretaceous climate in the Canadian Arctic: multi-proxy constraints from Devon Island // Palaeogeogr. Palaeoclimat. Palaeoecol. – 2018. – V. 504. – P. 1–22.

8. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5000000. Тюмень: Тр. ЗапСибНИГНИ, 1976. Вып. 93.

9. Амон Э.О. Морские акватории Уральского региона в средне- и позднемеловое время // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 3. – С. 471-483.

10. Волков Ю.В., Найдин Д.П. Вариации климатических зон и поверхностные океанические течения в меловом периоде // Бюл. Моск. об-ва испытателей природы, отд. геол. – 1994. – Т. 69. – Вып. 6. – С. 103-123.

11. Harker S.D., Sarjeant W.A.S., Cadwell W.G.E. Late Cretaceous (Campanian) organic-walled microplancton from the Interior Plans of Canada, Wyoming and Texas: biostratigraphy, palaeontology and palaeoenvironmental interpretation // Palaeontographica – 1990. – V. 219. – Lfg. 1-6. – N. I-IV. – P. 1-243.

12. Kirsch K.-H. Dinoflagellatenzysten aus der Obekreide des Helvetikums und Nordultrahelvetikums von Oberbayern // Abh. Munchner Geowiss. – 1991. –A. 22. – P. 1-306.

13. Slimani H. Les kystes de dinoflagelles du Campanien au Danien dans la region de Maastricht (Belgique, Pays-Bas) et de Turnhout (Belgique): biozonation et correlation avec d'autres regions en Europe occidentale // Geol. Paleontol. – 2001. – V. 35. – P. 161-201.

14. Aurisano R.W. Upper Cretaceous dinoflagellate biostratigraphy of the subsurface Atlantic coastal plain of New Jersey and Delaware, U.S.A // Palynology. – 1989. – V. 13. – P. 143-179.

15. Барабошкин Е.Ю., Гужиков А.Ю., Александрова Г.Н., Фомин В.А., Покровский Б.Г., Грищенко В.А., Маникин А. Г., Наумов Е.В. Новые седиментологические, магнитостратиграфические и биостратиграфические данные по разрезу кампана–маастрихта горы Бешкош, юго-западный Крым // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2020. – том 28. – № 6. – с. 125–170.

16. Барабошкин Е.Ю., Гужиков А.Ю., Александрова Г.Н., Акинин В.В., Рябов И.П., Устинова М.А., Ртищев Н.А., Вишневская В.С. Опорный разрез кампанского яруса юго-западного Крыма: проблемы подъярусного расчленения и глобальной корреляции // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 204. – том 32. – № 2. – с. 48–103.

17. Васильева О.Н., Левина А.П. Органикостенный фитопланктон в верхнемеловых и палеогеновых отложениях разреза Кушмурун Тургайского прогиба (Казахстан) // Бюл. Моск. о-ва испытателей природы. – Отд. геол. 2005. – Т. 82. – Вып. 2. – С. 40-55.

18. Александрова Г.Н., Запорожец Н.И. Палинологическая характеристика верхнемеловых и палеогеновых отложений запада Самбийского полуострова (Калининградская область). Статья 1. // Стратиграфия. Геол. корреляция. – 2008. – Т. 16. – № 3. – С. 75-96.

19. Александрова Г.Н., Беньямовский В.Н., Вишневская В.С., Застрожнов А.С. Новые данные по биостратиграфии верхнего мела Нижнего Поволжья // Стратиграфия. Геол. корреляция. – 2012. – Т. 20. – № 5. – С. 114-131.

20. Первушов Е.М., Сельцер В.Б., Беньямовский В.Н., Александрова Г.Н., Калякин Е.А., Вишневская В.С., Копаевич Л.Ф., Ахлестина Е.Ф., Овечкина М.Н. Биостратиграфическое расчленение разреза Кокурино (Саратовская область) и аспекты стратиграфии кампана Среднего Поволжья // Бюл. Моск. о-ва испытателей природы. – Отд. Геол. – 2015. – Т. 90. – Вып. 2. – С. 51-84.

21. Лебедева Н.К. Биостратиграфия верхнемеловых отложений в бассейне на р. Уса (Полярное Предуралье) по диноцистам // Стратиграфия. Геол. корреляция. – 2005. – Т. 13. – № 3. – С. 114-131.

© Н. К. Лебедева, 2025

УДК 553.981/982(571.5)
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-90-95

Р. В. Маринов[1]✉, А. М. Фомин[1]

Особенности литолого-фациального районирования вендских и кембрийских отложений на территории Среднеленской НГО

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: MarinovRV@ipgg.sbras.ru

Аннотация. На территории Среднеленской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции и прилегающих к ней районах, основываясь на данных глубокого бурения и сейсморазведочных работ, было впервые проведено районирование разрезов венда и нижнего кембрия по литолого-фациальным условиям. Были построены литолого-фациальные схемы для вендского терригенно-карбонатного комплекса, вендского карбонатного и кембрийского галогенно-карбонатного комплексов. Это может способствовать реконструкции условий осадконакопления и оценке перспектив нефтегазоносности.

Ключевые слова: венд, кембрий, Сибирская платформа, районирование, нефтегазоносность

R. V. Marinov[1]✉, A. M. Fomin[1]

Features of lithological and facial zoning of Vendian and Cambrian Deposits in the Territory Middle-Lena OGBR

[1]A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: MarinovRV@ipgg.sbras.ru

Abstract. On the territory of the Middle-Lena oil and gas region of the Lena-Tunguska oil and gas province and adjacent areas, based on data from deep drilling and seismic surveys, the zoning of the Vendian and Lower Cambrian sections according to lithological and facies conditions was carried out for the first time. Lithological and facies schemes were constructed for the Vendian terrigenous-carbonate complex, the Vendian carbonate and Cambrian halogen-carbonate complexes. This can contribute to the reconstruction of sedimentation conditions and the assessment of oil and gas potential.

Keywords: Vendian, Kembrian, Siberian Platform, zoning, oil and gas bearing

Введение

Территория исследования расположена в юго-восточной части Республики Саха (Якутия) [1]. Среднеленская нефтегазоносная область (НГО) была впервые выделена в 2022 г. А.Э. Конторовичем, С.А. Моисеевым и А.М. Фоминым в западной части Алданской антеклизы. В основу районирования территории по типам разреза положены данные по скважинам глубокого бурения на многочисленных площадях, а также Решения Четвертого межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы [4, 5], и кроме того, макет стратиграфической схемы вендских отложений 2022 г. (не опубликован).

Методы и материалы

Впервые для Среднеленской НГО было выполнено разделение отложений венда и кембрия по типам разрезов. При построениях учитывались материалы глубокого бурения – 56 скважин, и сейсморазведочных работ, выполненных в последние десятилетия с общей длиной профилей 7700 км. Литолого-фациальное районирование по типам разрезов важно для реконструкции условий осадконакопления, и оценки перспектив нефтегазоносности.

Результаты

В районе исследования отложения венда разделяются на два комплекса – терригенно-карбонатный и карбонатный. Выше залегают отложения кембрийского галогенно-карбонатного комплекса.

Вендский терригенно-карбонатный комплекс состоит из вилючанского и непского стратиграфических горизонтов.

Непский стратиграфический горизонт представлен сералахской и торгинской свитами, которые относятся к жуинской серии. Ниже залегают алексеевская и чекурдахская свиты (дальнетайгинская серия), первоначально относимые к рифею. По данным изучения вариаций изотопного состава С и О и сопоставления этих данных с другими частями Сибирской платформы вышеперечисленные свиты были отнесены Б.Б. Кочневым и рядом других исследователей к вендским отложениям вилючанского стратиграфического горизонта (рис.1) [2].

Торгинская свита разделяется на 3 подсвиты. Нижняя представлена переслаиванием алевролитов, аргиллитов и мергелей, средняя – доломитами и известняками, верхняя доломитовыми мергелями. Сералахская свита сложена песчаниками, в подошве гравелитистыми песчаниками, с переслаиванием алевролитов и доломитов. Чекурдахская свита представлена песчаниками, алексеевская свита представлена известняками и доломитами.

Терригенный вендский комплекс распространен на западной части территории исследования. На Кумахской, Северо-Синской и Верхнесинской площадях терригенные отложения отсутствуют. В зависимости от того, присутствует ли торгинская свита в разрезе, отложения разделяются на два типа разреза.

В первом типе разреза непский горизонт представлен торгинской и сералахской свитами. Этот тип распространён в Берёзовской впадине полосой, протягивающейся в меридиональном направлении. Максимальная толщина торгинской свиты составляет 850 м в скважине Бысытах-Кюельская 2730. В восточном направлении свита сокращается и выклинивается за счёт стратиграфического прилегания к поверхности вилючанского горизонта венда и фундамента (рис. 2).

Во второй тип разреза включены только те территории, где отсутствует торгинская свита и венд представлен только сералахской свитой, имеющей мощность от 145 м в западной части и до 30 м на востоке.

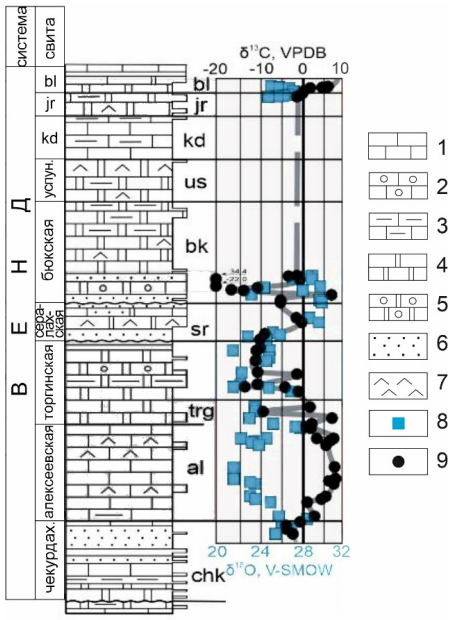


Рис 1. Разрез вендских отложений в скважине Усть-Бирюкская-1 [2]
Типы пород: 1 – известняк, 2 – оолитовый известняк, 3 – глинистый известняк, 4 доломит, 5 – глинистый доломит, 6 – песчаник, 7 – ангидрит, 8 – содержание изотопа ^{16}O, 9 – содержание изотопа ^{13}C; свиты: bl – билирская, jr – юряхская, kd – кудулахская.

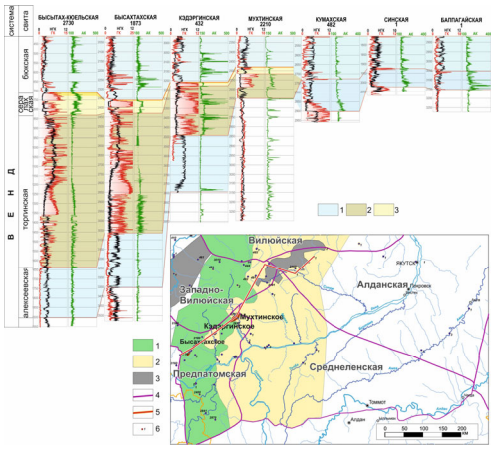


Рис. 2. Районирование терригенно-карбонатного комплекса венда (торгинская и сералахская свиты) по типам разрезаЛитотипы на профиле корреляции: 1 – карбонатные, 2 – глинисто-карбонатные, 3 – терригенные. Типы разрезов на карте: 1 – первый тип разреза, 2 – второй тип разреза; 3 – область отсутствия сералахской свиты; 4 – границы НГО; 5 – линия профиля; 6 – скважины;

Вендский карбонатный комплекс состоит из тирского и даниловского стратиграфических горизонтов.

Тирский стратиграфический горизонт представлен бюкской свитой. Она подразделяется на три пачки (сверху вниз – аянская, торсальская и телгеспитская).

Даниловский стратиграфический горизонт представлен успунской, кудулахской и юряхской свитами. Отложения состоят из чередования чистых и глинистых разностей известняков и доломитов.

По литологическому составу в венд-кембрийском комплексе можно выделить три типа разреза. Первый тип разреза выделяется в юго-западной части территории – в Берёзовской и Кемпендяйской впадине, для него характерно присутствие торсальской пачки солей в бюкской свите. Максимальная толщина торсальской пачки достигает 336 м в скважине Южно-Бысахтахской 2390. В восточном и северном направлении торсальская пачка выклинивается. Граница выклинивания является границей первого и второго типа разрезов. В скважине Мухтинской 2210, где выклиниваются торсальские соли, толщина бюкской свиты равна 165 м. На территории второго типа разреза толщины успунской, кудулахской и юряхской свит выдержаны, их толщины составляют соответственно 105 м, 135 м, 90 м. При движении на восток эти свиты постепенно замещаются на устьюдомскую свиту, выделенную Б.Б. Шишкиным [6]. Устьюдомская свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита сложена онколитовыми и песчанистыми доломитами и слоем песчаников. Её толщина составляет до 100 м. Верхняя подсвита сформирована оолитовыми доломитами, с небольшими прослоями глинистых доломитов, её толщина варьирует от 100 до 180 м. Граница распространения устьюдомской свитой протягивается в северо-восточном направлении и служит границей между разрезами второго и третьего типов (рис. 3). Также она совпадает с восточной границей Среднеленской НГО.

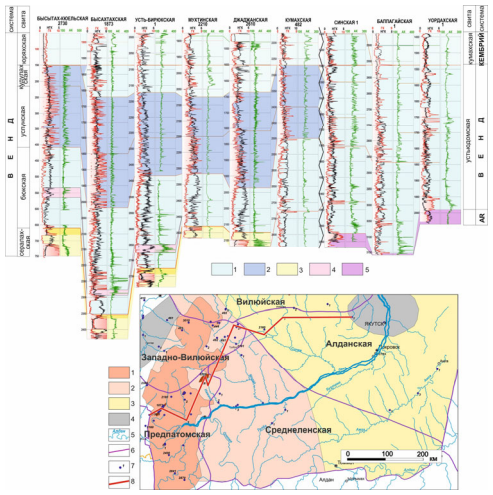


Рис. 3. Районирование карбонатных отложений венда (бюкская и юряхская свиты) по типам разреза. Литотипы на профиле корреляции: 1 – карбонатные, 2 – глинисто-карбонатные, 3 – терригенные, 4 – галогенные, 5 – кристаллический фундамент. Типы разрезов на карте: 1 – первый тип разреза, 2 – второй тип разреза; 3 – третий тип разреза 4 – отсутствие отложений венда, 5 – реки, 6 – границы НГО, 7 – скважины

Кембрийский галогенно-карбонатный комплекс. Подразделяется на три типа разреза. В работах С.С. Сухова, В.А. Асташкина и др. была разработана «Принципиальная модель соотношения внутришельфовых (соленосных), рифовых и открытоморских (бассейновых) фациальных комплексов кембрия Сибирской платформы» [3]. Согласно этой модели, на Сибирской платформе в цен-

тральной части расположен солеродный бассейн – Турухано-Иркутско-Олекминский регион, его опоясывает система барьерных рифов, за которой располагался глубоководный бассейн – Юдомо-Оленекский регион.

В западной части исследуемой территории распространён первый тип разреза, он относится к Турухано-Иркутско-Олекминскому региону. Первый тип сложен чередованием свит карбонатного состава и соленосных толщ. Содержание каменной соли в юрегинской, чарской, толбачанской, и метегерской свитах составляет 30-50 %. Его можно подразделить на два подтипа IA и IБ. Подтип IA расположен на площадях Южно-Березовская, Кэдэргинская, Эргеджейская (рис. 4). Подтип IБ занимает наибольшую часть территории Среднеленской НГО, он распространён на Русско-Реченской, Мухтинской, Эсэляхской площадях. В подтипе IБ постепенно в северо-восточном направлении из разреза выклинивают соли.

Первыми исчезают соли толбачанской свиты, затем чарской и метегерской свит (рис. 4). Кроме того, отложения нелбинской, юрегинской и билирской свит замещаются юэдейской свитой, не содержащей солей.

Второй тип разреза – кембрийская рифовая система распространен за пределами Среднеленской НГО. Она состоит из строматолитовых построек и обломочных карбонатов.

Третий тип разреза относится к Юдомо-Оленёкскому региону, распространяется на территории Алданской НГО. Разрез представлен пестроцветной свитой, сложенной глинистыми известняками и мергелями. Выше лежат темно-серые и черные глинистые известняки, и глинисто-кремнистые породы, обогащенные глинистым веществом – иниканская свита [3].

Благодарности

Работа выполнена в рамках научных тем государственной программы ФНИ FWZZ-2022-0008 «Цифровые геолого-геофизические модели Лено-Тунгусской и Лено-Вилюйской нефтегазоносных провинций, анализ закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений, оценка перспектив нефтегазоносности в основных продуктивных комплексах верхнего протерозоя и фанерозоя, включая карбонатные горизонты венда и кембрия с трудноизвлекаемыми ресурсами, изучение влияния интрузий траппов на нефтегазоносность».

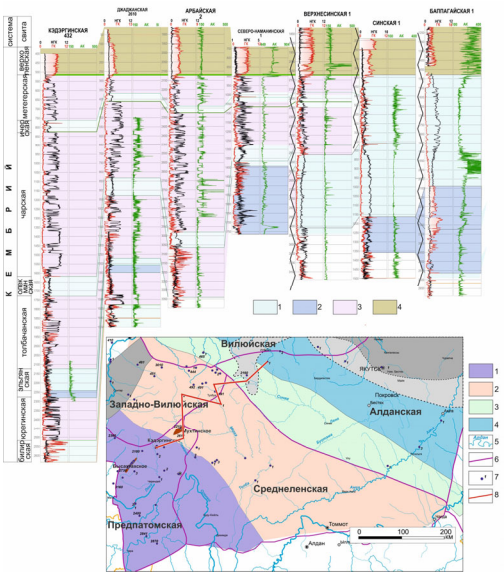


Рис. 4. Районирование нижне-среднекембрийских отложений по типам разреза. Литотипы на профиле корреляции: 1 – карбонатные, 2 – карбонатно-глинистые, 3 – галогенные, 4 – глинисто-терригенные. Типы разрезов на карте: 1 – подтип IA, 2 – подтип IБ, 3 – тип II, 4 – тип III; 5 – реки, 6 – границы НГО, 7 – скважины, 8 – линия профиля

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э. Нефтегазогеологическое районирование Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / А. Э. Конторович, С. А. Моисеев, П. И. Сафронов, Л. М. Бурштейн, А. О. Гордеева, И. А. Губин, Л. Н. Константинова, В.А. Конторович, Е. Н. Кузнецова, Т. М. Парфенова, А. М. Фомин // Материалы Всероссийской научной конференции: Фундаментальные, глобальные и региональные проблемы геологии нефти и газа. Сиб. отд. РАН – Новосибирск, 2024 – С. 108-110.

2. Кочнев Б.Б., Покровский Б.Г., Лихоносова Т.И., Марусин В.В. С-изотопные характеристики и корреляция вендских отложений Березовской впадины (юг Сибирской платформы) // Тектоника и геодинамика земной коры и мантии: фундаментальные проблемы. Материалы LVI Тектонического совещания. – Москва: Геос. – 2025. – С. 280-284.

3. Решения четвертого межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы / Под ред. Н.В. Мельникова, В.В. Хоментовского, Г.Г. Шемина, В.Ю. Шенфиля. Новосибирск, 1989. 64 с.

4. Сухов С.С., Варламов А.И. Кембрийские рифовые образования Якутии (к истории исследований и перспективам их нефтегазоносности) // Актуальные вопросы геологии нефти и газа Сибирской платформы: Сб. научн. статей. Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2004. С. 63-78.

5. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и её складчатого обрамления / Н.В. Мельников, Б.Б. Шишкин, М.С. Якшин др. Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2005. 428 с.

6. Шишкин Б.Б. Вендские отложения юго-восточной части Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2011. № 3. С. 3-10.

© Р. В. Маринов, А. М. Фомин, 2025

УДК 556.3
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-96-100

А. А. Муравьева[1]✉

Применение «традиционных» генетических коэффициентов для гидрогеохимических исследований Сибирской платформы

[1] Новосибирский государственный университет,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: MuravevaAA@ipgg.sbras.ru

Аннотация. В работе рассмотрены особенности гидрогеохимических условий Ангаро-Ленской нефтегазоносной области. В пределах выделяемого верхнего структурного этажа развиты три гидрогеологические формации: подсолевая – в отложениях венда и низов кембрия (в нижней части состав терригенный, в верхней части – карбонатный); соленосная, сложенная отложениями нижнего кембрия и нижней частью среднего кембрия) и надсолевая – в верхнем и среднем кембрии и ордовике. Рассолы изученных формаций Ангаро-Ленского артезианского бассейна преимущественно хлоридного натриевого, хлоридного кальциевого и хлоридного натриево-кальциевого состава с величиной общей минерализации, варьирующейся в широких пределах от 28 г/дм3 в скважине Нотайская 271 до 613 г/дм3 в скважине Шамановская 16. Обширное развитие раннекембрийских соленосных комплексов сильно повлияло на химический состав подземных вод. Основная часть подземных вод находится на стадии садки галита (330 г/дм3), местами достигает стадии садки бишофита.

Ключевые слова: генетические коэффициенты, гидрогеохимические условия подземных вод, рассолы, Сибирская платформа

A. A. Muraveva[1]✉

Application of “traditional” genetic coefficients for hydrogeochemical studies of the Siberian Platform

[1]Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: MuravevaAA@ipgg.sbras.ru

Annotation. The work considers the peculiarities of hydrogeochemical conditions of the Angara-Lena oil and gas bearing area, and presents the results of geochemical studies. Three hydrogeologic formations are developed within the upper structural stage: subsalt - in Vendian and lower Cambrian sediments (terrigenous in the lower part, carbonate in the upper part); saline, composed of Lower Cambrian and lower part of Middle Cambrian sediments) and suprasalt - in Upper and Middle Cambrian and Ordovician. The brines of the studied formations of the Angaro-Lena artesian basin are predominantly sodium chloride, calcium chloride and sodium-calcium chloride with total mineralization varying widely from 28 g/dm^3 in the Notayskaya well - 271 to 613 g/dm^3 in the Shamanovskaya 16 well. Extensive development of Early Cambrian saline complexes strongly influenced groundwater chemistry. The main part of basin waters is at the stage of halite sedimentation (330 g/dm3), in some places reaching the stage of bischofite sedimentation.

Keywords: genetic coefficients, hydrogeochemical conditions of groundwater, brines, Siberian platform

Введение

Изучение гидрогеохимических условий подземных вод глубоких водоносных горизонтов Сибирской платформы сопряжено с рядом трудностей, обусловленных сложным тектоническим строением и длительной историей формирования, а также слабой изученностью. В данной работе предпринята попытка оценить применимость «традиционных» генетических коэффициентов в рамках процессов формирования подземных вод на примере юга Сибирской платформы. Оценка проводится на основе построения и анализа карт/графиков распределения генетических коэффициентов. Изучением гидрогеохимических условий подземных вод занимались А.С. Анциферов, М.Б. Букаты, В.И. Вожов, Е.В. Пиннекер, С.Л. Шварцев и др. [1-6].

Методы и материалы

В основу работы легли результаты полного химического анализа по 62 скважинам на территории Ангаро-Ленской нефтегазоносной области.

Для гидрогеохимических исследований использовались «традиционные» генетические коэффициенты, такие как rNa/rCl и Ca/Cl.

Для расчета генетических коэффициентов использовалась гидрогеохимическая база данных ИНГГ СО РАН.

Всего, в рамках работы были обработаны результаты гидрогеохимического анализа 513 проб подземных вод. Наиболее полно гидрогеологическим материалом охарактеризованы тирско-непский (275 проб), даниловский (119 проб) и бельско-усольский (62 пробы) гидрогеологические комплексы.

Результаты и их обсуждение

На территории юга Сибирской платформы выделены 6 гидрогеологических комплексов: тирско-непский и даниловский водоносные в подсолевой гидрогеологической формации; бельско-усольский, нижнеангарско-булайский и литвинцевский водоносные комплексы в соленосной гигдрогеологической формации; майский водоносный комплекс в надсолевой гидрогеологической формации [7]. Подземные воды изучаемых комплексов хлоридные от натриевых до кальциевых (рис.1).

Тирско-непский водоносный комплекс сложен терригенными отложениями чорской свиты и преимущественно карбонатными осадками катангской свиты. Подземные воды этого комплекса имеют преимущественно хлоридный натриево-кальциевый и хлоридный кальциевый состав (рис.2). Величина общей минерализации изменяется в пределах от 175 до 470 г/дм3 (скв. Балаганкинская-2). По коэффициенту rNa/rCl рассолы данного комплекса относятся к седиментогенному типу вод. По значениям коэффициента Ca/Cl основная часть подземных вод относится к сильнометаморфизованным рассолам. Некоторые пробы имеют пониженные величины данного коэффициента. Возможно, это вызвано попаданием в пробу фильтрата бурового раствора (табл.1).

Даниловский гидрогеологический комплекс представлен преимущественно карбонатными отложениями тэтэрской свиты и карбонатными, с примесью тер-

ригенного материала, отложениями собинской свиты. Значения минерализации варьируют от 235 до 600 г/дм^3. Химический состав хлоридный кальциевый (рис.3). Рассолы данного комплекса, так же как и нижележащего, относятся к седиментогенным (rNa/rCl<0,87). По коэффициенту Ca/Cl воды даниловского комплекса принадлежат к сильно метаморфизованным водам (табл.1).

Бельско-усольский гидрогеологический комплекс сложен отложениями усольской и бельской свит, с доминирующим хлоридным натриевым составом подземных вод. Величина общей минерализации изменяется от 28 (скв. Нотайская 271) до 613 г/дм3 (скв. Шамановская 16) (рис. 4). Основная часть рассолов бельско-усольского гидрогеологического комплекса по коэффициенту rNa/rCl, относится к седиментогенному типу вод. Только на Боханской, Балыхтинской и Большеразводнинской площадях значения коэффициента указывает на наличие инфильтрогенной составляющей. Это можно объяснить отсутствием выдержанных пластов солей в разрезе этих площадей, что могло способствовать проникновению инфильтрогенных вод. По коэффициенту Ca/Cl рассолы данного комплекса характеризуются началом метаморфизации состава (Боханская, Балыхтинская и Большеразводнинская площади) (табл.1).

Таблица 1

Формация	Гидрогеологический комплекс	Генетические коэффициенты	
		rNa/rCl	Ca/Cl
Надсолевая	Майский	0,95	0,02
Соленосная	Литвинцевский	-	-
	Нижнеангарско-булайский	0,71	0,02
	Бельско-усольский	0,04 - 0,97 (5) 0,41	0,004 - 0,44 (5) 0,22
Подсолевая	Даниловский	0,004 - 0,56 (32) 0,09	0,22 - 0,48 (32) 0,37
	Тирско-непский	0,04 - 0,84 (162) 0,29	0,05 - 0,72 (162) 0,3

Генетические коэффициенты по гидрогеологическим комплексам*

*в числителе: минимальное значение – максимальное значение (количество), в знаменателе: среднее значение

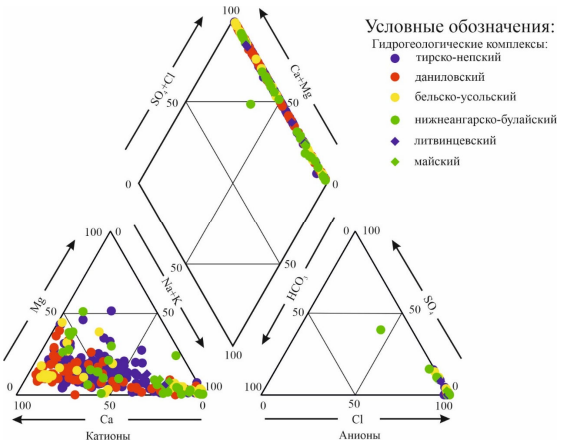


Рисунок 1. Диаграмма Пайпера подземных вод водоносных комплексов Ангаро-Ленской нефтегазоносной области

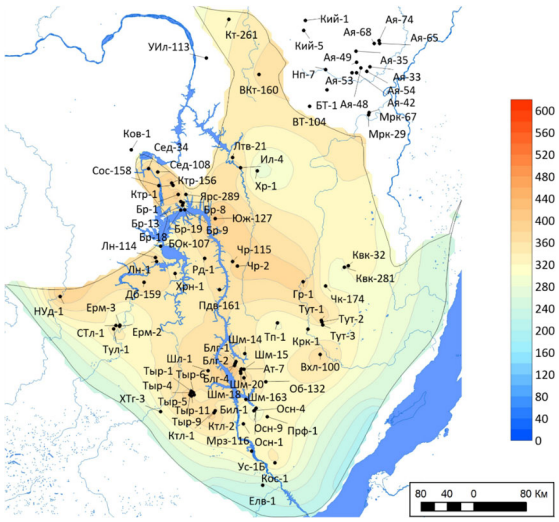


Рисунок 2. Карта минерализации тирско-непского гидрогеологического комплекса

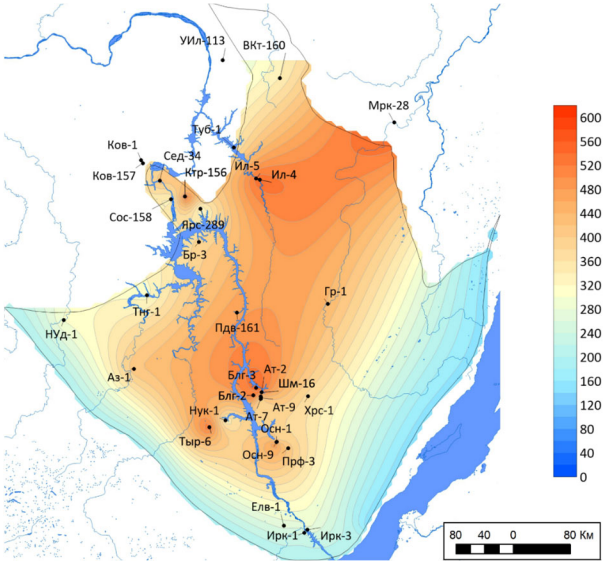


Рисунок 3. Карта минерализации даниловского гидрогеологического комплекса

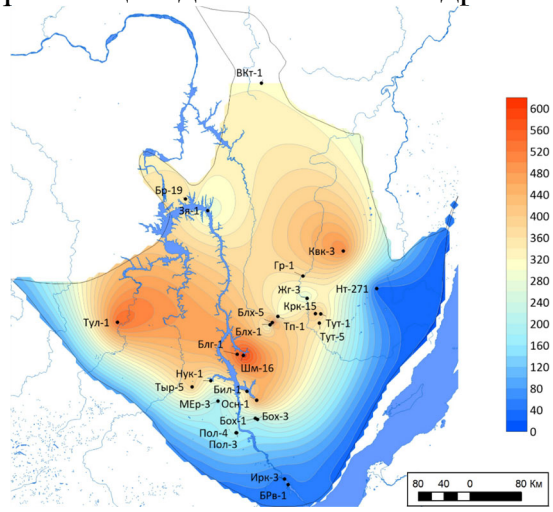


Рисунок 4. Карта минерализации бельско-усольского гидрогеологического комплекса

Заключение

Проведенные исследования позволили установить, что в пределах изученной территории распространены подземные воды различного генезиса. Верхние гидрогеологические комплексы представлены преимущественно инфильтрационными водами, находящимися на начальной стадии метаморфизации состава. В глубоких горизонтах преобладают седиментогенные воды, подвергшиеся значительному метаморфизму за счет длительного взаимодействия с породами и процессов растворения.

Несмотря на значительный объем гидрогеохимических данных, их представительность остается недостаточной из-за неравномерной изученности комплексов как по площади, так и по разрезу. Для достоверной оценки генезиса и эволюции подземных вод, помимо традиционных гидрогеохимических методов и генетических коэффициентов, необходимо применение изотопных исследований, позволяющих более точно определить источники формирования и условия преобразования вод.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта Министерства науки и высшего образования РФ FWZZ-2022-0014.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Анциферов А.С. Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. М.: Недра, 1989.-176 с.

2. Гидрогеология Иркутского нефтегазоносного бассейна /А.С.Анциферов, А.Я.Артеменко, О.В.Зехова и др. Иркутск: В-С книжное издательство, 1971. -124 с.

3. Пиннекер Е.В. Рассолы Ангаро-Ленского артезианского бассейна. – М.: Наука, 1966. – 332с.

4. Шварцев С.Л., Пиннекер Е.В., Перельман А.И., Кононов В.И., Назаров А.Д., Рассказов Н.М., Удодов П.А., Швец В.М. Основы гидрогеологии. Гидрогеохимия. Наука. Сиб. отдние – Новосибирск – 286с. – 1982

5. Букаты М.Б. Гидрогеологическое строение западной части Сибирской платформы (в связи с поисками, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа) / Букаты М.Б. // Геология и геофизика, 2009, т.50, № 11, с. 1201-1217.

6. Геохимия подземных вод: теоретические, прикладные и экологические аспекты / С. Р .Крайнов, Б. Н. Рыженко, В. М. Швец; отв. ред. А. А. Глушко; Российская академия наук, Институт геохимии и аналитической химии им. В. И. Вернадского. – Москва: Наука, 2004. – 677 с.

7. Муравьева А.А. Гидрогеологическая стратификация осадочного чехла Ангаро-Ленской ступени. // Трофимуковские чтения – 2023: Материалы Всерос. молодежной науч. конф. с участием иностр. ученых / Ин-т нефтегаз. геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН; Новосиб. гос. ун-т. – Новосибирск: ИПЦ НГУ – 2023. – С.127-130

© А. А. Муравьева, 2025

УДК 550.845
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-101-107

Д. А. Новиков[1]✉, Н. А. Медешова[2]

Контрастность гидрогеохимических аномалий в пределах поисковых участков северо-западных районов Тургайского прогиба

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
[2] Казахский национальный исследовательский технический университет
им. К. И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан
e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Аннотация. Рассмотрены гидрогеохимические особенности 10-и поисковых участков в северо-западных районах Тургайского прогиба (Республика Казахстан). Подземные воды изучаемого региона весьма разнообразны, как по величине общей минерализации, так и по их химическому составу. В первую очередь проявления соленых вод (более 10 г/дм^3) обязаны своим происхождением процессам континентального засоления, учитывая нахождение исследуемого района в аридном климате. В целом, доминируют воды HCO_3-Cl Ca-Mg-Na, SO_4-HCO_3-Cl Na-Ca-Mg, SO_4-HCO_3-Cl Mg-Ca-Na и SO_4-Cl-HCO_3 Ca-Mg-Na состава. Наиболее часто встречаются в изученных водах Cu, Zn, Bi, Sn, Cr и Pb, установлены Be, As, V, Ag, Co и Mo. Выявлены характеристики зонального и локального гидрогеохимического фона. В наибольшей степени в водах установлено концентрирование Bi, As, Mo, Cu и Zn. Наиболее контрастные гидрогеохимические аномалии фиксируются по Cu, Zn, Sn и Bi.

Ключевые слова: гидрогеохимические поиски, фон, аномалия, стандартизированный коэффициент контрастности, Тургайский прогиб, Республика Казахстан

D. A. Novikov[1]✉, N. A. Medeshova[2]

Contrast of hydrogeochemical anomalies within the exploration sites of the northwestern regions of the Turgay depression

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,
Novosibirsk, Russian Federation
[2]Satbayev University, Almaty, Republic of Kazakhstan
e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Abstract. The hydrogeochemical features of ten exploration areas in the northwestern part of the Turgay depression (Republic of Kazakhstan) have been studied. The groundwater of the region under invistigation is highly diverse, both in terms of total mineralization and chemical composition. The occurrence of saline waters (over 10 g/dm³) is primarily attributed to continental salinization processes, considering the arid climate of the study area. Overall, the dominant water types are HCO_3-Cl Ca-Mg-Na, SO_4-HCO_3-Cl Na-Ca-Mg, SO_4-HCO_3-Cl Mg-Ca-Na, and SO_4-Cl-HCO_3 Ca-Mg-Na. The most frequently detected elements in the studied waters are Cu, Zn, Bi, Sn, Cr, and Pb, with Be, As, V, Ag, Co, and Mo also identified. The characteristics of both regional and local hydrogeochemical backgrounds have been determined. The highest concentrations in the waters were found for Bi, As, Mo, Cu, and Zn. The most pronounced hydrogeochemical anomalies are associated with Cu, Zn, Sn, and Bi.

Keywords: hydrogeochemical exploration technique, background, anomaly, standardized coefficient rate, Turgay depression, Republic of Kazakhstan

Введение

Поисковые работы – это одна из важнейших стадий геологоразведочных работ, на которой получение максимально достоверной информации может определить успех и эффективность всех последующих работ. Активно и достаточно длительное время для поисковых целей применяются геохимические методы, которые подтвердили свою эффективность в различных ландшафтно-климатических условиях. Научной основой геохимических поисков месторождений полезных ископаемых является учение о миграции, рассеянии и концентрации химических элементов в земной коре, заложенное трудами В.И. Вернадского, В.Г. Гольдшмидта и А.Е. Ферсмана, а также учение о рудных месторождениях, определяющее геологические условия формирования месторождений различных генетических типов и учение о геохимии ландшафтов Б.Б. Полынова и А.И. Перельмана. Понятие об ореолах рассеяния элементов-индикаторов месторождений полезных ископаемых впервые было сформулировано Н.И. Сафроновым [7].

Рассматривая процесс рудообразования в единстве трех его частей (гидротермальное изменение вмещающих пород, рудоотложение и ореолообразование), следует иметь в виду, что основные рудные компоненты в рудных телах и ореолах по количеству вполне сопоставимы, а рудных элементов-примесей в ореолах значительно больше, чем в рудных телах. Большое значение имеет и то обстоятельство, что объем ореольного пространства и синрудного гидротермального изменения пород во много раз превышает объем рудной залежи. Поэтому фиксация ореола возможна не только классическими литохимическими методами, но и гидро- и биогеохимическими.

В настоящей статье сделана первая попытка обобщения всех гидрогеохимических данных по северо-западным районам Торгайского прогиба (рис. 1), где к настоящему времени открыто более 20 месторождений железа, бокситов, золота и полиметаллов, что несомненно внесет значимый вклад в развитие фундаментального направления гидрогеохимических методов поисков стратегических металлов в Казахстане.

Методы и материалы

Проведено первое обобщение фондовых данных по подземным водам северо-западных районов Торгайского прогиба (электронная база данных с результатами гидрогеохимического опробования составляет 368 записей). Название химического типа воды дано в соответствии с формулой М.Г. Курлова (более 10 %-экв.) по оттеночному принципу от меньшего к большему. Для графической визуализации химического состава подземных вод использована диаграмма Пайпера. Статистическая обработка гидрогеохимических данных производилась на основе требований инструкции по геохимическим методам поисков [6], а также других методических рекомендаций [2-4].

Рис. 1. Местоположение района исследований (а) и поисковых участков (б) в пределах северо-западных районов Торгайского прогиба. Границы: 1 – государственные, 2 – гидрогеологических регионов; 3 – района исследований; 4 – поисковых участков: 1 – Милютинский, 2 – Шевченовский, 3 – Камышинский, 4 – Краснооктябрьский, 5 – Аккаргинский, 6 – Жетигаринский, 7 – Денисовский, 8 – Шекубаевский, 9 – Смирновский, 10 – Варваринский; 5 – гидрогеологический разрез по линии I – I.

Под гидрогеохимическим полем мы понимаем такую разновидность геологических полей, где в качестве признаков рассматриваются показатели ионно-солевого, микрокомпонентного, газового и органического состава подземных вод исследуемого объекта. Под гидрогеохимическим фоном понимается средняя из наиболее часто встречающихся концентраций того или иного параметра подземных вод, а в качестве гидрогеохимической аномалии выступает концентрация, значительно превышающая фоновую и имеющая ореольный характер. Гидрогеохимический фон и аномалии также зависят от масштабов исследований и делятся на региональные, зональные и локальные.

Способность конкретных элементов к накоплению в подземных водах можно оценить с помощью коэффициента концентрирования (КК), который в соответствии с положениями В.И. Вернадского и А.И. Ферсмана представляет отношение концентрации элемента в воде к его средней концентрации в земной

коре [13]: чем больше превышение концентрации элемента в подземной воде над его средней концентрацией в земной коре, тем больше гидрофильность элемента. Степень контрастности содержаний химических элементов определялась на основе стандартизированного коэффициента контрастности (СКК), представляющего собой вышефоновое значение, нормированное на среднеквадратичное отклонение (для нормального закона распределения) или стандартный множитель (для логнормального закона распределения). СКК является аналогом показателя контрастности, используемого для характеристики слабых аномалий [9].

$$СКК = (Ci – Cф)/σ,$$

где Ci – содержание элемента в пробе; Cф – фоновое значение; σ (ε) – среднеквадратичное отклонение (стандартный множитель). СКК может принимать значения меньше нуля, что свидетельствует о содержаниях меньше среднего. Значения СКК равное 1 принимается за верхнюю границу фона. Степень контрастности проводится по следующим значениям СКК: менее 1 – ниже фоновые и фоновые содержания, от 1 до 2 – минимальное аномальное значение, от 2 до 3 – умеренно аномальное значение, более 3 – резкоаномальное значение. Использование СКК позволяет строить аддитивные и мультипликативные комплексные аномалии.

Результаты и обсуждение

Регион исследований (см. рис. 1б) расположен в пределах двух гидрогеологических регионов Казахстана, охватывая северные районы Таймыро-Уральского и западные районы Западно-Сибирского [1]. Первый приурочен к областям герцинской складчатости, подверженным сравнительно слабым поднятиям в новейшее время и сложен в основном палеозойскими породами, в значительной степени метаморфизованными, среди которых значительную роль играют интрузии. Подземный и поверхностный стоки региона направлены в смежные бассейны пластовых вод. На территории Казахстана регион представлен Большеуральским бассейном безнапорных и напорных подземных вод, который приурочен к Уральскому поднятию [8]. Состав подземных вод формируется при широком развитии процессов испарительного концентрирования. Пресные воды, состав которых формируется за счет процессов выветривания горных пород, находятся преимущественно в западной части Западно-Сибирского региона [5].

Подземные воды изучаемого региона весьма разнообразны, как по величине общей минерализации, так и по их химическому составу. В первую очередь проявления соленых вод (более 10 г/дм^3) обязаны своим происхождением процессам континентального засоления, учитывая нахождение исследуемого района в аридном климате. В целом, доминируют воды HCO_3-Cl Ca-Mg-Na, SO_4-HCO_3-Cl Na-Ca-Mg, SO_4-HCO_3-Cl Mg-Ca-Na и SO_4-Cl-HCO_3 Ca-Mg-Na состава. Они характеризуются pH от слабокислых (5,2) до слабощелочных (8,2). В рассмотренной геохимической совокупности присутствуют воды от ультрапресных (84 мг/дм^3) до соленых (28,4 г/дм^3). В этом же направлении происходит закономерная смена химического состава вод с гидрокарбонатных кальциевых на хлоридные натрие-

вые, зачастую с повышенной долей сульфат-иона, что говорит о протекании процессов континентального засоления.

Отмечается положительная корреляция между отношениями Mg/Na к Ca/Na, что может свидетельствовать о поступлении основных катионов в раствор при выветривании силикатных пород [10, 12]. Диаграммы Гиббса [11] позволили выявить вклад в химический состав подземных вод атмосферных осадков, переход элементов из водовмещающих пород при их выветривании и влияние процессов испарительного концентрирования на состав вод. Фигуративные точки поровну ложатся в поля выветривания горных пород и испарительного концентрирования, что говорит, о большом вкладе в химический состав пресных HCO_3 Ca вод как вмещающих пород, так и процессов испарительного концентрирования при формировании состава соленых подземных вод Cl Na и Cl-SO_4 Na состава.

Наиболее часто в изученных водах встречаются Cu, Zn, Bi, Sn, Cr и Pb. Помимо них установлены Be, As, V, Ag, Co и Mo. Фоновый (зональный) микрокомпонентный состав подземных вод изучаемого региона можно представить в виде следующего ряда от большего к меньшему (мг/дм^3): $Zn_{3,65}$ > $Cu_{1,43}$ > $V_{1,15}$ > $Cr_{0,99}$ > $Co_{0,39}$ > $Pb_{0,20}$ > $Bi_{0,18}$ > $Mo_{0,17}$ > $Sn_{0,14}$ > $As_{0,12}$ > $Be_{0,09}$ > $Ag_{0,05}$. Обобщение имеющегося фактического материала по всем поисковым участкам позволило выполнить расчет коэффициента концентраций (КК) и стандартизированного коэффициента контрастности (СКК) (рис. 2). Установлено, что в подземных водах исследуемого региона в большей степени концентрируются висмут, серебро, молибден, медь и цинк (рис. 2а). При этом наибольшей контрастностью аномалий обладают медь, цинк, хром, молибден, олово и висмут (рис. 2б).

В гидрохимическом отношении *Денисовский участок* является наиболее интересным и характеризуется распространением смешанных HCO_3-Cl Na-Mg и Cl-HCO_3 Na-Mg вод. Общая минерализация изменяется от 0,3 до 1,3 г/дм^3 составляя в среднем 0,7-0,8 г/дм^3. Воды имеют нейтральную или щелочную реакцию. Кроме широко распространенных смешанных вод выявлены SO_4-Cl Na и Cl-SO_4-Na воды, связанные с диабазами и туфами. Повышенная сульфатность вод связана с сульфидной минерализацией, отмеченной в керне скважин (123,126), пройденных в диабазах.

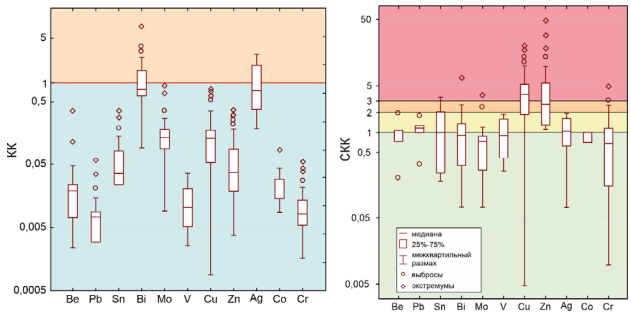


Рис. 2. Диаграмма размаха значений коэффициента концентрирования (КК) Be, Pb, Sn, Bi, Mo, V, Cu, Zn, Ag, Co, Cr (а) и диаграмма размаха значений стандартизированного коэффициента контрастности (СКК) Be, Pb, Sn, Bi, Mo, V, Cu, Zn, Ag, Co, Cr (б) в подземных водах поисковых участков северо-западных районов Тургайского прогиба.

Анализ распределения меди в подземных водах позволил закартировать пять аномальных зон. Первый тип аномалий характеризуется медно-колчеданной ассоциацией поисковых гидрохимических элементов: повышенными содержаниями Cu, Zn, Co, наличием As и Sn. В геологическом отношении аномалия первого типа приурочена к диабазам и туфам зеленокаменной толщи силурийского возраста. Силурийские образования вмещают в себя небольшие массивы габбро и диоритов. В скважинах 123 и 126 расположенных в зоне аномалии, обнаружена густая вкрапленность пирита в ассоциации с халькопиритом. Содержание меди в отдельных интервалах достигает 1 %. Второй тип аномалий характеризуется полиметаллической группой гидрохимических поисковых признаков: наряду с повышенными содержаниями Cu, Zn, фиксируются Bi, Pb, Ga, As, Ag, Cr и V. Аномалия третьего типа проявляется повышенными содержаниями Cu, наличием Mo, Be и Bi элементами характерными для редкометального оруденения. В Центральной части аномальной зоны залегает небольшой массив габбро, приуроченный к зоне контакта вулканогенных пород с серпентинитами. Учитывая благоприятное геологическое строение и положительные данные гидрохимических исследований, свидетельствующих о возможности обнаружении промышленной минерализации, рекомендуется на выделенных аномальных зонах постановку геолого-поисковых работ.

Заключение

Резюмируя вышесказанное можно сделать следующие выводы: 1) Подземные воды изучаемого региона весьма разнообразны, как по величине общей минерализации, так и по их химическому составу. В целом, доминируют воды HCO_3-Cl Ca-Mg-Na, SO_4-HCO_3-Cl Na-Ca-Mg, SO_4-HCO_3-Cl Mg-Ca-Na и SO_4-Cl-HCO_3 Ca-Mg-Na состава. Они характеризуются pH от слабокислых (5,2) до слабощелочных (8,2). В рассмотренной геохимической совокупности присутствуют воды от ультрапресных (84 мг/дм^3) до соленых (28,4 г/дм^3). В этом же направлении происходит закономерная смена химического состава вод с HCO_3 Ca на Cl Na, зачастую с повышенной долей SO_4, что говорит о протекании процессов континентального засоления. 2) Наиболее часто в изученных водах встречаются Cu, Zn, Bi, Sn, Cr и Pb. Помимо них установлены Be, As, V, Ag, Co и Mo. Фоновый (зональный) микрокомпонентный состав подземных вод изучаемого региона можно представить в виде следующего ряда от большего к меньшему (мг/дм^3): $Zn_{3,65} > Cu_{1,43} > V_{1,15} > Cr_{0,99} > Co_{0,39} > Pb_{0,20} > Bi_{0,18} > Mo_{0,17} > Sn_{0,14} > As_{0,12} > Be_{0,09} > Ag_{0,05}$. Установлено, что в подземных водах исследуемого региона в большей степени концентрируются висмут, серебро, молибден, медь и цинк. При этом наибольшей контрастностью аномалий обладают медь, цинк, хром, молибден, олово и висмут. 3) Первый тип аномалий характеризуется медно-колчеданной ассоциацией поисковых гидрохимических элементов: повышенными содержаниями Cu, Zn, Co, наличием As и Sn. Второй тип аномалий характеризуется полиметаллической группой гидрохимических поисковых признаков: наряду с повышенными содержаниями Cu, Zn, фиксируются Bi, Pb, Ga, As, Ag, Cr и V. Ано-

малия третьего типа проявляется повышенными содержаниями Cu, наличием Mo, Be и Bi, элементами характерными для редкометального оруденения.

Благодарности

Исследования выполнены при финансовой поддержке проекта Министерства науки и высшего образования РФ № FWZZ-2022-0014.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Атлас гидрогеологических карт Республики Казахстан. – Алматы: ТОО «А-Три-Принт», 2022. – 85 с.
2. Беус А. А., Грабовская Л. И., Тихонова Н. В. Геохимия окружающей среды. – М.: Недра, 1976. – 248 с.
3. Беус А. А., Григорян С. В. Геохимические методы поисков и разведки месторождений твердых полезных ископаемых. – М.: Недра, 1975. – 280 с.
4. Копылова Ю. Г., Гусева Н. В. Гидрогеохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых // Учебное пособие: Томский политехнический университет. − Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 179 с.
5. Медешова Н. А., Новиков Д. А., Ауелхан Е. С., Антоненко А. А., Максимова А. А., Деркачев А. С., Дульцев Ф. Ф., Орынбек А. М., Минискул Ш. Д., Черных А. В., Хващевская А. А. Уран в подземных водах Северного Казахстана // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 10. – С. 203–215.
6. Овчинников Л. Н. Инструкция по геохимическим методам поисков рудных месторождений. – М.: Недра, 1983. – 191 с.
7. Сафронов Н. И. К вопросу об ореолах рассеяния месторождений полезных ископаемых и их использовании при поисках и разведке // Проблемы советской геологии. – 1936. – № 4.
8. Смоляр В. А., Буров Б. В., Веселов В. В., Махмутов Т. Т., Касымбетов Д. Водные ресурсы Казахстана (поверхностные и подземные воды, современное состояние). – Алматы: Гылым, 2002. – 596 с.
9. Шварцев С. Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Недра, 1998. – 366 с.
10. Gaillardet J., Dupre B., Louvat P., Allegre C. J. Global silicate weathering and CO_2 consumption rates deduced from the chemistry of large rivers // Chem. Geol. – 1999. – V. 159. –P. 3–30. DOI: 10.1016/S0009-2541(99)00031-5
11. Gibbs R. J. Mechanisms controlling World's water chemistry // Science. – 1970. – V. 170 (3962). – P. 1088–1090.
12. Mukherjee A., Scanlon B., Fryar A., Saha D., Ghoshe A., Chowdhuri S., Mishra R. Solute chemistry and arsenic fate in aquifers between the Himalayan foothills and Indian craton (including central Gangetic plain): influence of geology and geomorphology // Geochim. Cosmochim. Acta. – 2012. – V. 90. – P. 283–302. DOI: 10.1016/j.gca.2012.05.015
13. Rudnick R. L., Gao S. The Composition of the Continental Crust / In: Holland H. D. and Turekian K. K. // Eds. Treatise on Geochemistry. – 2003. – V. 3. – The Crust. Elsevier-Pergamon. Oxford. 1–64. http://dx.doi.org/10.1016/b0-08-043751-6/03016-4

© Д. А. Новиков, Н. А. Медешова, 2025

УДК52.71
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-108-112

П. А. Новоселя[1]✉, *А. М. Фомин*[1]

Строение и оценка перспектив газоносности парфеновского горизонта на северо-западе Ангаро-Ленской НГО по материалам региональных сейсморазведочных работ на Илиро-Ийском и Западно- Ийском участках

[1] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: p.a.novoselya@gmail.com

Аннотация. Оценка перспектив парфеновского горизонта на западе Ангаро-Ленской НГО на основе сейсмических данных 2D и скважин глубокого бурения. Синтетические моделирование сейсмических разрезов с целью определения геологических параметров, влияющих на амплитудные аномалии на территории исследования.

Ключевые слова: Ангаро-Ленская НГО, сейсморазведка, газонасыщенность

P. A. Novoselya[1]✉, *A. V. Fomin*[1]

Structure and assessment of the gas potential of the Parfenov horizon in the northwest of the Angara-Lena oil and gas region based on regional seismic exploration work in the Iliro-Iysky and Zapadno-Iysky areas

[1] Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: p.a.novoselya@gmail.com

Abstract. Evaluation of the prospects of the Parfenov horizon of the west of the Angara-Lena oil and gas region based on 2D seismic data and deep drilling wells. Synthetic modeling of seismic sections to determine the geological parameters affecting the amplitude anomalies in the study area.

Keywords: Angara-Lena oil and gas region, seismic exploration, gas saturation

Введение

На территории Ангаро-Ленской НГО геологоразведочные работы были начаты ещё в 40-е годы прошлого столетия. В конце 70-х годов стало очевидно, что основной объект поиского-разведочных работ становится парфёновский горизонт чорской свиты на территории Ковыктинского месторождения. Западные районы Ангаро-Леенской НГО были изучены крайне слабо и большинством исследователей рассматривались, как малоперспективная территория в плане нефтегазносности [1-3, и др.].

Активизация геолого-разведочных работ в Иркутском регионе с начала 2000-х годов привела к открытию ряда газовых месторождений, преимущественнов в центральной части АЛ НГО. Большая часть запасов и ресурсов газа сосре-

доточена в вендских отложениях терригенного комплекса, где выделяется ряд продуктивных горизонтов: парфеновский, боханский, шамановский и базальный [4].

С 2006 по 2017 гг. на территории Ангаро-Ленской НГО региональные сейсморазведочные работы были выполнены по девяти проектам: Усть-Кутский – 4.1 (2006–2008 гг.), Заярский – 4.2 (2006–2009 гг.), Бельский – 4.3 (2007–2009 гг.), Верхнекатангский – 4.4 (2007–2010 гг.), Рудногорский – 4.5 (2007–2010 гг.), Катский – 4.6 (2010–2012 гг.), Западно-Ийский – 4.7 (2013–2014 гг.), Илиро-Ийский– 4.8 (2012–2014 гг.), Нукутский – 4.9 (2015–2017) (рис. 1).

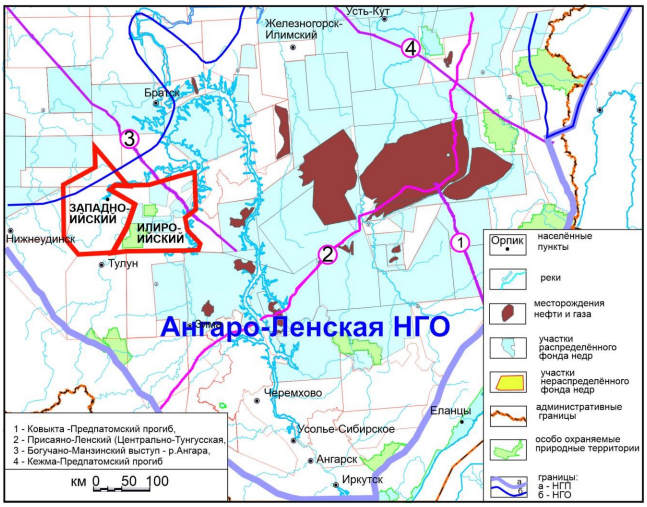


Рис. 1 Карта размещения региональных профилей и проектов сейсморазведочных работ на территории Ангаро-Ленской НГО

Целевым назначением проведенных комплексных геолого-геофизических работ на территории Западно-Ийской и Илиро-Ийской площадях сейсморазведочныз работ являлось изучение геологического строения в зоне сочленения юго-западного склона Ангаро-Ленской ступени и юго-восточного борта Присаяно-Енисейской синеклизы, выявление структур и зон, перспективных на нефть и газ.

Всего на этих площадях были выполнены сейсмические работы методом ОГТ в объеме 3210 км, пробурено 5 глубоких скважин в объеме 16742 м. В результате работ изучен структурный план по поверхности кристаллического фундамента (отражающий горизонт Ф) и по пяти отражающим горизонтам вендско-кембрийского осадочного чехла, характеризующих строение зоны сочленения юго-западного борта Ангаро-Ленской ступени и юго-восточной бортовой части Присаяно-Енисейской синеклизы. Все отражающие горизонты регионально погружаются в северо-западном направлении со средним градиентом 8.0 м/км. Моноклинальный склон осложнен структурными террасами, структурными носами и разделяющими их прогибами. На юге Западно-Ийского объекта выделено субширотное поднятие с амплитудой около 50 м. На основании динамического анализа выделены прогнозные участки распространения коллекторов в парфеновском и боханском терригенных горизонтах чорской свиты.

Целью нашего исследования являлась оценка перспектив нефтегазоносности парфеновского горизонта Илиро-Ийской и Западно-Ийской площадей по результатам площадных сейсморазведочных работ 2D и данных скважин глубокого бурения.

Для достижения поставленной цели были проинтерпретированы результаты структурных построений и динамического анализа сейсмических данных по парфеновскому горизонту.

Методы и материалы

Построение структурных карт осуществлялось через карты средних скоростей (рис. 2), которые были получены по формуле:

$$Vср = Habc \times \frac{2000}{T_0}$$

где Habs – абсолютная отметка свиты в скважине, м; T_0 – значение двойного времени пробега, снятое в точке скважины с карты изохрон, *мс*.

Для получения структурной поверхности, полученные карты средних скоростей умножаются на карты изохрон. Данный метод позволяет увязать структурные построения с глубинами на скважинах. Для построения карт средних скоростей были использованы следующие глубокие скважины: Харанжинская-1, Харанжинская-4, Усть-Кадинская-162, Добчурская-159, Тангуйская-1 и Тулунская-1.

Для анализа амплитудных характеристик целевого горизонта была выбрана RMS-карта (Root Mean Square — среднеквадратичное значение амплитуд), так как она является одним из наиболее популярных и информативных инструментов для выявления амплитудных аномалий. RMS-карта позволяет выделить зоны с повышенными или пониженными амплитудными значениями, которые могут указывать на наличие перспективных зон, связанных с изменением литолого-физических характеристик пород. На рисунке 2 представлена RMS-карта по парфеновскому горизонту.

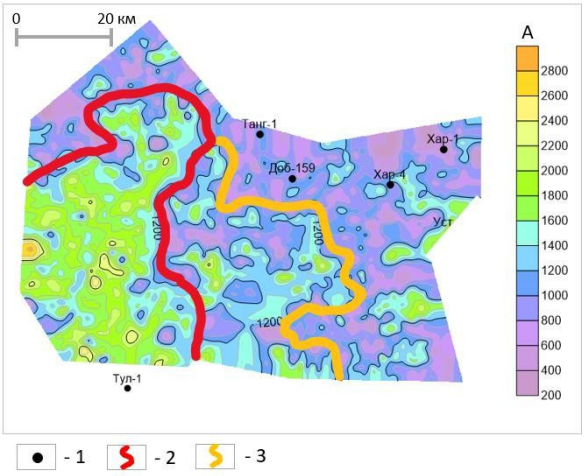


Рис. 2. RMS-карта по парфеновскому горизонту. 1 – скважины; 2 – выделенная перспективная зона; 3 – возможная перспективная зона

На полученной RMS-карте выделяется интенсивная амплитудная аномалия на западе участка, выделенная красным контуром. Изменение амлпитудных характеристик может быть связано с рядом геологических факторов. Для детального изучения возможных причин амплитудной аномалии были построены синтетические сейсмические разрезы в интервале вендских отложений на основе скважины Харанжинская-1.

Для каждой свиты была определена пластовая скорость, а для парфеновского горизонта на основе формулы Уайли [5] были подобраны табличные значения скорости матрицы породы и пластового флюида. Далее была заложена Виртуальная скважина для каждого из следующих случаев:

1. Повышение мощности: увеличение мощности парфеновского горизонта, пластовая скорость не изменяется;

2. Повышение пористости: уменьшение пластовой скорости в сторону увеличения пористости;

3. Изменение насыщенности: уменьшение пластовой скорости в сторону газового флюида (рис. 3).

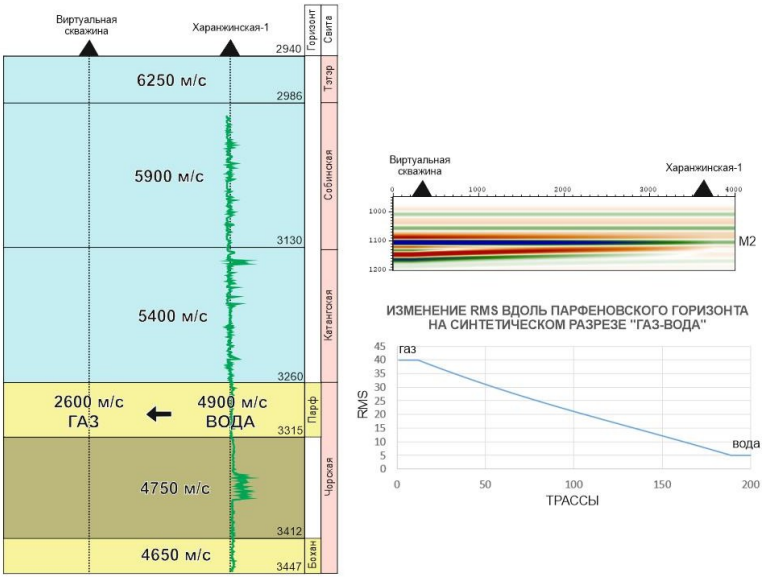


Рис. 3 – Синтетический разрез «газ-вода»

Таким образом, были промоделированы 3 возможных сценария, влияющих на амплитудную характеристику разреза. Наиболее вероятными причинами стали улучшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора или изменение насыщенности на газовое, что позволило провести оценку перспективности территории исследования.

Результаты

На основании динамического анализа и синтетического моделирования выделена перспективная зона в парфеновском горизонте на западе территории, которая связана с улучшенными ФЕС или газонасыщенностью.

Обсуждение

Наибольшее влияние на RMS-значения оказало изменение флюидонасыщения, что привело к изменению RMS на 35 единиц. Это свидетельствует о том, что насыщенность является наиболее контрастным параметром, определяющим амплитудные аномалии.

Выявленная аномалия повышения амплитуда на RMS-карте парфеновского горизонта может быть в первую очередь связана с изменением насыщенности пласта, что также подтверждается испытаниями на приток на скважине Тулунская-1 (получен газ) и Добчурская-159 (получена пластовая вода).

Заключение

Анализ результатов современных сейсморазведочных работ на территории Западно-Ийского и Илиро-Ийского сейсмических проектов позволил уточнить структурные карты на основе карт изохрон. Проведен динамический анализ сейсмических данных, приуроченных к парфеновскому горизонту и выделена перспективная зона на территории исследования.

Благодарности

Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М., Недра, 1981, 550 с.

2. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 8. Иркутский бассейн // Конторович А.Э., Гребенюк В.В., Фрадкин Г.С. и др. – Новосибирск, 1995. – 61 с.

3. Скузоватов М.Ю. Ресурсы природного газа и конденсата Ангаро-Ленской газоносной области // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3-4. – С. 614-627.

4. Скузоватов М.Ю. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности вендского терригенного комплекса Ангаро-Ленской нефтегазоносной области: Автореферат дис. . кандидата геолого-минералогических наук. – 2017. – 23 с.

5. Wyllie M.R.J., Gregory A.R., Gardner L.W. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media // Geophysics. – 1956. – Vol. 21, № 1. – P. 41-70.

© П. А. Новоселя, А. М. Фомин, 2025

УДК 551.763.1:561(571.1/.5)
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-113-119

Е. Б. Пещевицкая[1]✉

Биостратиграфические и корреляционные возможности готриваптских палинокомплексов

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: PeschevickayaEB@ipgg.sbras.ru

Аннотация. В результате палинологического изучения материалов по скважинам, расположенным на Гыданском п-ове и северо-западе п-ва Ямал, были изучены последовательности спор и пыльцы наземных растений и микрофитопланктон готерива-апта. Установлены две последовательности палиностратонов: по спорам и пыльце и по диноцистам. Биостратиграфическое расчленение основано на изменении систематического состава палиноморф, появлении/исчезновении стратиграфически важных таксонов, увеличении/уменьшении разнообразия некоторых семейств и родов, и отражает этапы развития раннемеловых палеофлор Сибирского региона. Многие из установленных палиностратиграфических рубежей хорошо прослеживаются как в Сибирском регионе, так и за его пределами.

Ключевые слова: споры, пыльца, микрофитопланктон, биостратиграфия, корреляция, Сибирь

E. B. Pestchevitskaya[1]✉

Biostratigraphic and correlation potential of Hauterivian-Aptian palynological assemblages

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophisics SB RAS,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: PeschevickayaEB@ipgg.sbras.ru

Abstract. The successions of spores and pollen of terrestrial plants as well as microphytoplankton are studied resulted from palynological study of Hauterivian-Aptian materials from the boreholes located on the Gydan Peninsula and northwest of the Yamal Peninsula. Two palynostratigraphic sequences are established: by spores and pollen and by dinocysts. Biostratigraphic subdivision is based on changes in the systematic composition of palynomorphs, the appearance/disappearance of stratigraphically important taxa, an increase/decrease in the diversity of some families and genera, and reflects the stages of the Early Cretaceous paleofloras of the Siberian region. Many of the established palynostratigraphic boundaries are well identified both in the Siberian region and other areas.

Keywords: spores, pollen, microphytoplankton, biostratigraphy, correlation, Siberia

Введение

На севере Западной Сибири к средней части мела приурочены значительные залежи газа, в связи с чем появляется новый интерес к биостратиграфии этого интервала. Палиноморфы в этом отношении имеют особое значение, так как обычно хорошо представлены в керновом материале. На основе палинологического изучения разрезов нижнего мела на севере Сибири автором ранее были установлены биостратиграфические последовательности слоев с диноцистами и

со спорами и пыльцой с берриаса по нижний баррем [1]. В берриасе, валанжине и низах готерива палиностратоны увязаны с Бореальным зональным стандартом на основе данных по макро- и/или микрофауне. Эволюционные изменения в таксономическом составе палиноморф на этих интервалах хорошо прослеживаются в Сибирском регионе. Последовательность палиностратонов в верхней части готерива и низах баррема была прослежена только в Широтном Приобье. Корреляция по литературным данным затруднена, так как обычно определяются палинокомплексы для широкого стратиграфического интервала, готерив-баррем.

Методы обработки образцов и их анализа

В ходе обработки образцов проводились центрифугирование в тяжелой кадмиевой жидкости (уд. вес 2.25) и обработка соляной и плавиковой кислотами. Для определения процентного соотношения палиноморф наземного и морского генезиса в каждом образце насчитывалось минимум 200 зерен. Далее подсчет палиноморф проводился для наземных и морских палиноморф отдельно.

Результаты и обсуждение

Дополнительные материалы по палинологическим последовательностям в интервале с готерива по низы альба были получены в результате изучения скважин, расположенных на Гыданском п-ове и северо-западе п-ва Ямал (рис. 1).

Рис. 1. Схема расположения изученных разрезов.

Здесь были изучены не только споры и пыльца наземных растений, но и микрофитопланктон. Ранее для этой территории были установлены палинокомплексы широкого стратиграфического диапазона, для ярусов [2, 3]. Новые материалы позволили более детально расчленить этот интервал на основе изучения спор и пыльцы наземных растений, а также привести альгологическую характеристику для готерива-альба (Табл. I-II).

Для сибирских комплексов диноцист характерно низкое количество хоратных форм, тогда как проксиматные отличаются обилием и богатством видов. В

основном, это представители четырех семейств: Pareodiniaceae (подсем. Pareodinioideae, Broomeoideae), Gonyaulacaceae, Areoligeraceae и Ceratiaceae. Для готерива-баррема характерно постепенное увеличение разнообразия брумеоидных и цератиоидных диноцист. Это, по всей вероятности, связано как с динамикой Сибирского палеобассейна, так и с эволюционным развитием динофлагеллат. Последнее подтверждается тем, что установленные стратиграфические реперные уровни по диноцистам прослеживаются также на севере Европы и в Канаде в различных фациальных обстановках [4-7].

Для низов готерива характерно разнообразие цератиоидных диноцист рода *Muderongia* и присутствие *Hyctrichodinium solare* Pestchevitskaya. Эти признаки хорошо прослеживаются в других районах на севере Сибири и на Приполярном Урале [1]. В средней части нижнего готерива появляются *Aprobolocysta neista* Duxbury и *Vesperopsis fragilis* (Harding) Harding, что позволяет выделить здесь с одноименные слои с диноцистами. Присутствие вида *A. neista* имеет важное стратиграфическое значение. В Западной Европе его появление отмечается на близком стратиграфическом уровне, в средней части аммонитовой зоны Regale [8]. Хорошим корреляционным маркером в средней части готерива является вид Aptea anaphrissa (Sarjeant) Sarjeant et Stover. Его появление прослеживается на Баренцевоморском шельфе, Приполярном Урале и Русской платформе [1].

В барреме и апте обстановки на Гыданском п-ве становятся, в основном, континентальными, микрофитопланктона здесь очень мало. В ассоциациях значительно увеличивается количество зеленых водорослей семейства празинофитовых, разнообразие диноцист постепенно сокращается. В значительном количестве присутствуют только ареолигеровые диноцисты и гониаулакоидные формы простой морфологии, которые являются индикаторами мелководных и прибрежных обстановок.

В верхнем барреме и низах апта диноцисты изучены по материалам с п-ва Ямал. Доминируют цератиоидные диноцисты родов Muderongia и Vesperopsis. Присутствуют виды Vesperopsis yanjiensis Mao Shaozhi et al. и V. didaoensis Jinhui et Chengquan, которые характерны для баррема и апта Китая [9], а также вид Muderongia asymmetrica Brideaux, который типичен для верхнего баррема, апта и альба Канады, Западной Европы и Баренцевоморского шельфа [5]. Важно отметить вид Batioladinium longicornutum (Alberti) Brideaux, который исчезает в низах апта на территории Западной Европы [6].

В апте на изученных территориях диноцисты практически отсутствуют. Их количество несколько увеличивается в альбе на Геофизической площади, где появляется род Isabelidinium. Это значимое биособытие для стратиграфии и корреляции, так как позволяет проводить сопоставление с одновозрастными комплексами диноцист Западной Европы [7].

Спорово-пыльцевые последовательности готерива изучены по материалам скважин Геофизической площади. В нижней части разреза прослежены слои со спорами и пыльцой, ранее установленные в верхнем валанжине – нижнем готериве на севере Сибири [1]. Здесь доминируют споры диптерисовых и осмундовых папоротников, в значительном количестве присутствует двухмешковая

пыльца сосновых. Прослежены характерные признаки этого палиностратона – постоянное присутствие ребристых и бугорчатых спор схизейных папоротников, а также печеночных мхов родов *Aequitriradites* и *Rouseisporites* [1]. Выше по разрезу стабильным компонентом комплекса становятся шиповатые споры схизейных рода *Pilosisporites*, увеличивается их разнообразие. Новые данные показывают, что постоянным компонентом комплекса этот род становится в средней части нижнего готерива.

В барреме и нижнем апте наблюдается дальнейшее увеличение количества ребристых спор схизейных папоротников (до 14%). Со средней части баррема среди них постоянно присутствуют характерные морфотипы с украшениями на углах рода Appendicisporites, появляется пыльца покрытосеменных. Характерным видом для баррема Западной Сибири является также Kuylisporites lunaris Cookson et Dettmann. По палинологическим материалам с Ямала этот интервал расчленяется более детально. В нижнем апте здесь значительно увеличивается разнообразие и количество ребристых спор схизейных (28-66%), в том числе представителей рода Appendicisporites, появляются характерные для апта сетчато-кавернозные морфотипы рода Trilobosporites. Разнообразие и количество (1,5-6%) пыльцы покрытосеменных увеличивается в верхах апта – низах альба.

Отметим, что установленные особенности комплексов спор и пыльцы готерива и апта прослежены на Гыданском п-ве дополнительно в бассейне р. Мессояха и в Восточной Сибири в нижнем течении р. Оленек. Спорово-пыльцевые комплексы баррема, содержащие, как и на севере Сибири, редкую пыльцу покрытосеменных, изучены на территории Забайкалья [10]. Присутствие покрытосеменных является здесь характерной чертой баррем-аптских региональных слоев со спорами и пыльцой Appendicisporites, Gleicheniaceae, Rouseisporites spp., Kuylisporites lunaris, Angiospermae [11]. В отличие от севера Сибири для спорово-пыльцевого комплекса здесь характерно малое количество и незначительное разнообразие спор. Резко доминирует пыльца голосеменных (88-98,5%), состав которой значительно более разнообразный, чем на севере Сибири, что, очевидно, связано с флористической зональностью. Тем не менее, появление в средней части баррема пыльцы первых покрытосеменных позволяет сопоставлять одновозрастные палинокомплексы северных и южных областей Сибири, несмотря на значительные различия растительных сообществ. Сравнительный анализ спорово-пыльцевых комплексов верхней части баррема и низов апта показывает, что обилие пыльцы голосеменных наряду с редкими покрытосеменными характерно также для соседних северо-восточных районов Монголии и Китая, вплоть до провинции Ляонин [10].

Заключение

На основе изучения палиноморф морского и наземного генезиса по материалам скважин на Гыданском п-ве и п-ве Ямал в готериве – низах альба установлены две последовательности палиностратонов: по спорам и пыльце наземных растений и по диноцистам. Для обоснования границ палиностратонов предпочтение отдавалось эволюционным изменениям в палинокомплексах, а также по-

явлению и исчезновению стратиграфически значимых таксонов, которые определялись на основе анализа литературных данных. Такие таксоны являются надежными индикаторами возраста отложений и определяют значительный корреляционный потенциал установленных палиностратиграфических рубежей. Анализ оригинального материала и литературных данных показывает, что количественное соотношение основных компонентов палинокомплексов часто отличается даже на смежных территориях и связано как с фациальными особенностями, так и с флористической зональностью. Тем не менее, палиностратиграфические критерии, отражающие эволюционными изменения в составе альгофлор и наземных растительных сообществ, хорошо прослеживаются и на значительные расстояния и позволяют сопоставлять одновозрастные палинокомплексы даже в разных палеофлористических областях. Исследование выполнено в рамках проекта FWZZ-2022-0004.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Пещевицкая Е.Б. Диноцисты и палиностратиграфия нижнего мела Сибири. – Новосибирск, из-во «Гео», 2010. - 230 с.

2. Стрепетилова В.Г., Пуртова С.И., Поповичева Л.В. Расчленение и корреляция нижнемеловых отложений севера Западно-Сибирской равнины по новым палинологическим данным // Стратиграфия и фации фанерозоя Западной Сибири. - Тюмень, из-во ЗапСибНИГНИ, 1982. - С. 21-28.

3. Стрепетилова В.Г. Стратификация нижнемеловых отложений Гыданской нефтегазоносной области // Палинологические критерии в биостратиграфии Западной Сибири. - Тюмень, из-во ЗапСибНИГНИ, 1994. - С. 79-84.

4. Davies E.H. The dinoflagellate oppel-zonation of the Jurassic – Lower Cretaceous sequence in the Sverdrup Basin, Arctic Canada // Geological Survey of Canada. 1983. Bulletin 359. P. 1- 59.

5. Arhus N., Verdenius J., Birkelund T. Biostratigraphy of a Lower Cretaceous section from Sklinnabanken, Norway, with some comments on the Andoya exposure // Norweg. J. Geol., 1986. - Vol. 66. - No. 1. - P. 17- 43.

6. Heilmann-Clausen C. Lower Cretaceous dinoflagellate biostratigraphy in the Danish Central Trough // Danmarks Geol. Undersog., 1987. - Vol. 17. - P. 1- 89.

7. Powell A.J. (Ed.) A stratigraphic index of dinoflagellate cysts. London, Chapman and Hall, 1992. - 290 p.

8. Davey R.J. A summary of the palynology of the lower Hauterivian (Lower Cretaceous) from Speeton, east England // Neues Jahr. Geol. Paleont., Abhand., 2001. - Vol. 219. - No. 2. - P. 83-93.

9. Разумкова Е.С. Особенности морфологии меловых диноцист рода Vesperopsis Bint 1986, их фациальная приуроченность и значение для стратиграфии // Стратигр. Геол. Коррел., 2017. - № 5. - С. 58-73.

10. Косенко И.Н., Пещевицкая Е.Б., Ефременко В.Д., Метелкин Е.К., Ян П.А., Родченко А.П., Никитенко Б.Л., Мирзабаев Д.А. Тургинский лагерштетт (обнажение Миддендорфа, Восточное Забайкалье, баррем-апт): стратиграфическое положение и палеообстановки // Геология и геофизика, 2023. – Том 64 – № 11 – С. 1628-1653.

11. Скобло В.М., Лямина Н.А., Руднев А.Ф., Лузина И.В. Континентальный верхний мезозой Прибайкалья и Забайкалья (стратиграфия, условия осадконакопления, корреляции). Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2001. - 332 с.

Фототаблица I

1. *Piceapollenites mesophyticus* (Bolchovitina) Petrosjanz, Скв. Геофизическая 52, интервал 3225-3238 м, глубина 2,35 м КК, Обр. 4, верхняя часть верхнего валанжина – нижний готерив.

2. *Osmundacidites* sp., Скв. Геофизическая 45, интервал 2811,5-2825 м, глубина 2,97 м КК, Обр. 9, верхняя часть верхнего валанжина – нижний готерив.

3. *Cyathidites minor* Couper, Скв. Геофизическая 45, интервал 2493-2508 м, глубина 4,03 м КК, Обр. 22, баррем.

4. *Neoraistrickia* cf. *truncata* (Cookson) Potonie, Скв. Геофизическая 52, интервал 3225-3238 м, глубина 2,35 м КК, Обр. 4, верхняя часть верхнего валанжина – нижний готерив.

5. *Cicatricosisporites tersus* (Bolchovitina) Pocock, Скв. Геофизическая 45, интервал 2493-2508 м, глубина 4,03 м КК, Обр. 22, баррем.

6. *Pseudopicea* sp., Скв. Геофизическая 52, интервал 3225-3238 м, глубина 2,35 м КК, Обр. 4, верхняя часть верхнего валанжина – нижний готерив.

7. *Alisporites similis* (Balme) Dettmann, Скв. Геофизическая 45, интервал 2811,5-2825 м, глубина 2,97 м КК, Обр. 9, верхняя часть верхнего валанжина – нижний готерив.

8. *Alisporites grandis* (Cookson) Dettmann, Скв. Геофизическая 45, интервал 2811,5-2825 м, глубина 2,97 м КК, Обр. 9, верхняя часть верхнего валанжина – нижний готерив.

9. *Pilosisporites trichopapillosus* (Thiergart) Delcourt et Sprumont, Скв. Геофизическая 45, интервал 2811,5-2825 м, глубина 2,97 м КК, Обр. 9, верхняя часть верхнего валанжина – нижний готерив.

10. *Biretisporites* sp., Скв. Геофизическая 45, интервал 2811,5-2825 м, глубина 2,97 м КК, Обр. 9, верхняя часть верхнего валанжина – нижний готерив.

11. *Eboracia torosa* (Sachanova et Iljina) Timochina, Скв. Геофизическая 45, интервал 2811,5-2825 м, глубина 2,97 м КК, Обр. 9, верхняя часть верхнего валанжина – нижний готерив.

12. *Pinuspollenites* sp., Скв. Геофизическая 52, интервал 3225-3238 м, глубина 2,35 м КК, Обр. 4, верхняя часть верхнего валанжина – нижний готерив.

13. *Leiosphaeridia* sp., Скв. Геофизическая 45, интервал 2493-2508 м, глубина 4,03 м КК, Обр. 22, баррем.

14. *Eboraciasporites* sp., Скв. Геофизическая 45, интервал 2493-2508 м, глубина 4,03 м КК, Обр. 22, баррем.

Фототаблица II

1. *Alisporites* sp., Скв. Геофизическая 52, интервал 3225-3238 м, глубина 2,35 м КК, Обр. 4, верхняя часть верхнего валанжина – нижний готерив.

2. *Apteodinium* sp., Скв. Геофизическая 52, интервал 3225-3238 м, глубина 2,35 м КК, Обр. 4, верхняя часть верхнего валанжина – нижний готерив.

3. *Circulodinium distinctum* (Deflandre et Cookson) Jansonius, фокус на антапикальную часть, Скв. Геофизическая 52, интервал 3225-3238 м, глубина 2,35 м КК, Обр. 4, верхняя часть верхнего валанжина – нижний готерив.

4. *Circulodinium distinctum* (Deflandre et Cookson) Jansonius, фокус на апикальную часть, Скв. Геофизическая 52, интервал 3225-3238 м, глубина 2,35 м КК, Обр. 4, верхняя часть верхнего валанжина – нижний готерив.

5. *Foveosporites* sp., Скв. Геофизическая 45, интервал 2493-2508 м, глубина 4,03 м КК, Обр. 22, баррем.

6. *Cicatricosisporites* sp., Скв. Геофизическая 45, интервал 2493-2508 м, глубина 4,03 м КК, Обр. 22, баррем.

7. *Cyathidites minor* Couper, Скв. Геофизическая 45, интервал 2493-2508 м, глубина 4,03 м КК, Обр. 22, баррем.

8. *Circulodinium distinctum* (Deflandre et Cookson) Jansonius, фокус на апикальную часть, Скв. Геофизическая 52, интервал 3225-3238 м, глубина 2,35 м КК, Обр. 4, верхняя часть верхнего валанжина – нижний готерив.

9. *Pseudopicea magnifica* Bolchovitina, Скв. Геофизическая 45, интервал 2493-2508 м, глубина 4,03 м КК, Обр. 22, баррем.

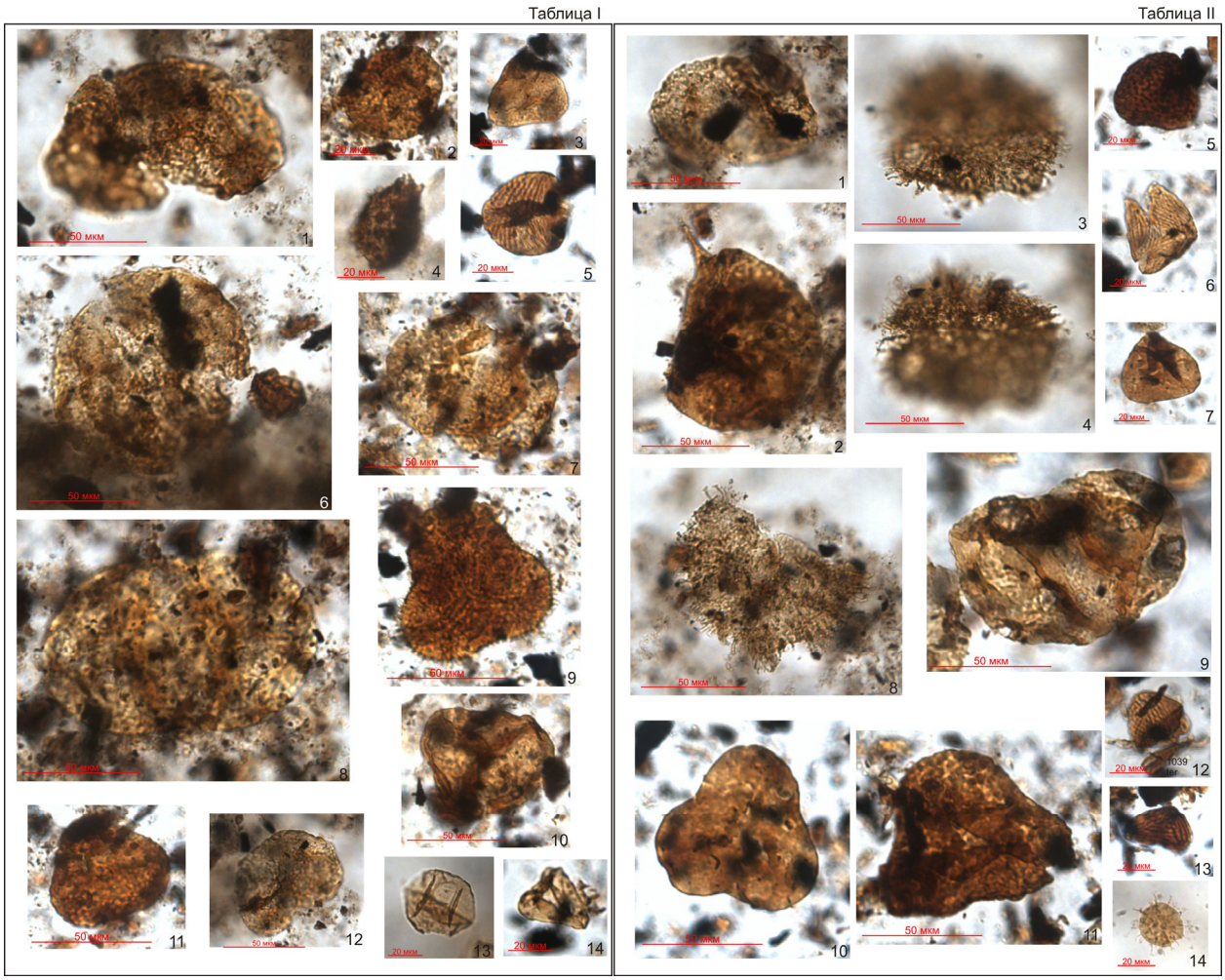
10. *Cyathidites australis* Couper, Скв. Геофизическая 45, интервал 2493-2508 м, глубина 4,03 м КК, Обр. 22, баррем.

11. *Impardecispora gibberula* (Kara-Mursa) Venkatachala, Скв. Геофизическая 45, интервал 2493-2508 м, глубина 4,03 м КК, Обр. 22, баррем.

12. *Cicatricosisporites tersus* (Bolchovitina) Pocock, Скв. Геофизическая 45, интервал 2493-2508 м, глубина 4,03 м КК, Обр. 22, баррем.

13. *Cicatricosisporites* sp., Скв. Геофизическая 45, интервал 2493-2508 м, глубина 4,03 м КК, Обр. 22, баррем.

14. *Solisphaeridium stimuluferum* (Deflandre) Pocock, Скв. Геофизическая 45, интервал 2811,5-2825 м, глубина 2,97 м КК, Обр. 9, верхняя часть верхнего валанжина – нижний готерив.



© Е. Б. Пещевицкая 2025

УДК 553.98(571.1)
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-120-129

С. В. Рыжкова[1]✉, М. А. Фомин[1], А. Н. Седых[1]

Современное состояние и история открытия залежей нефти баженовского нефтегазоносного резервуара (Западная Сибирь)

[1]Федеральное государственное бюджетное учреждение Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука, г. Новосибирск, Российская Федерация,
e-mail: rizhkovasv@ipgg.sbras.ru

Аннотация. В работе на основе анализа данных Государственного баланса на разные годы показаны результаты применения научного подхода, который заключался в периодическом обобщении в региональном плане данных, полученных в результате различных специализированных исследований. Геологический анализ распределения глубин залегания залежей нефти баженовского резервуара, значений плотности нефти и газосодержания в них позволил выделить зоны, в пределах которых необходимо проводить дальнейшие научно-исследовательские работы для детализации критериев поиска указанных залежей до зональных и локальных.

Ключевые слова. баженовский нефтегазоносный резервуар, залежи нефти, Западная Сибирь

S. V. Ryzhkova[1]✉, M. A. Fomin[1], A. N. Sedykh[1]

Current state and history of discovery of oil deposits of the Bazhenov oil and gas reservoir (Western Siberia).

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: rizhkovasv@ipgg.sbras.ru

Abstract. Based on the analysis of the State Balance Sheet data for different years, the paper shows the results of applying a scientific approach, which consisted in periodically summarizing regionally the data obtained as a result of various specialized studies. A geological analysis of the distribution of the depths of the Bazhenov reservoir oil deposits, the values of oil density and gas content in them allowed us to identify areas within which it is necessary to conduct further research to refine the search criteria for these deposits to zonal and local.

Keywords: Bazhenov oil and gas reservoir, oil deposits, West Siberian

Шестьдесят лет назад в 1965 году Комиссией по утверждению запасов на Государственном балансе СССР утверждены запасы на первом месторождении нефти в нефтепроизводящей баженовской свите на Салымской площади. Несмотря на сложность этого объекта, в последующие 70-е – 80-е годы поисковые работы продолжались. Очередной всплеск интереса к баженовской свите около 15 лет назад был связан, с одной стороны, с активным использованием российскими нефтяными компаниями метода гидроразрыва пласта, а с другой, необходимостью увеличения ресурсной базы России для поддержания уровня добычи в

районах, где традиционные объекты в меловых и верхнеюрских отложениях почти исчерпали свой ресурс.

Анализ истории освоения залежей нефти в нефтепроизводящей баженовской свите и геологический анализ залежей с учетом характеристик нефтегазоносности и их распределения по площади и в разрезе позволяет с современных позиций рассмотреть региональные факторы нефтегазоносности и оценить степень изученности объекта для разработки зональных и локальных критериев поиска залежей в баженовском резервуаре. Выделение перспективных зон для постановки научно-исследовательских работ являлось целью настоящего исследования.

Для однозначного понимания последующего изложения авторы сочли необходимым дать определение «нефтегазоносного резервуара». В геологической практике используются разные его толкования. В часто цитируемой монографии А. Э. Конторовича, Э. Э. Фотиади с соавторами резервуар определяется как «геологическое тело, являющееся совокупностью флюидоупора и проницаемого комплекса» [1, с. 33]. Авторы статьи используют определение, приведенное в той же монографии, но на основе историко-геологического анализа закономерностей распределения скоплений нефти и газа «под резервуаром понимается геологическое тело, в котором процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления протекают в какой-то мере автономно» [1, с. 22]. Согласно предложенной в упомянутой монографии классификации выделяются региональные, зональные и локальные резервуары. Региональный баженовский нефтегазоносный резервуар слагают баженовская свита и ее стратиграфический аналог – нижнетутлеймская подсвита [2].

Материалом исследования стали данные Государственного баланса Российской Федерации по нефти и газу территорий Омской, Томской и Тюменской (юг) областей, Ханты-Мансийского (ХМАО) и Ямало-Ненецкого (ЯНАО) автономных округов. Учитывались залежи, по которым на 01.01.2023 г. имеются запасы, зарегистрированные под общим наименованием Пласт с вариантами стратиграфической привязки (J3, J3 баженовская св., (J3-K1)bg баженовская св., (J3-K1) bg баженовские) и индексов пластов (Ю0, Ю0/1-2, ЮВ0, ЮВ0/1-2, ЮС0, ЮС0/1-3, ЮК0, ЮК0/1). Например, залежь Баклянского месторождения зарегистрирована как пласт «(J3-K1)bg баженовская св., пл.Ю0». Анализировались следующие данные: год открытия, год ввода в разработку, пластовая температура, качественные характеристики нефти (плотность) и газа (начальное газосодержание). Также учитывались результаты анализа распределения залежей нефти в баженовском резервуаре, выполненные в ИНГГ СО РАН в 2003 г. и 2014 г.

Для геологического анализа залежей на месторождениях использованы опубликованные материалы, освещающие информацию по всей территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП): палеогеография волжских отложений [3]; тектоническое строение: юрского структурного яруса [4], мезозойско-кайнозойского чехла [5], неотектонического этапа развития [6]; катагенез кровли верхнеюрских отложений [7] с уточнениями по западной части провинции [8]. Учитывались также многочисленные публикации, характеризующие

особенности стратиграфии, литологии, петрофизики, геохимии органического вещества и битумоидов баженовской свиты и нижнетутлеймской подсвиты по отдельным территориям и локальным площадям. Группирование результатов для характеристики изучаемого резервуара проводилось на основе Карты нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской НГП (ВНИГНИ, 2025 г.). На начало 2023 г. в пределах Западно-Сибирской НГП на 105 месторождениях в баженовском нефтегазоносном резервуаре числится 270 залежей (рис. 1).

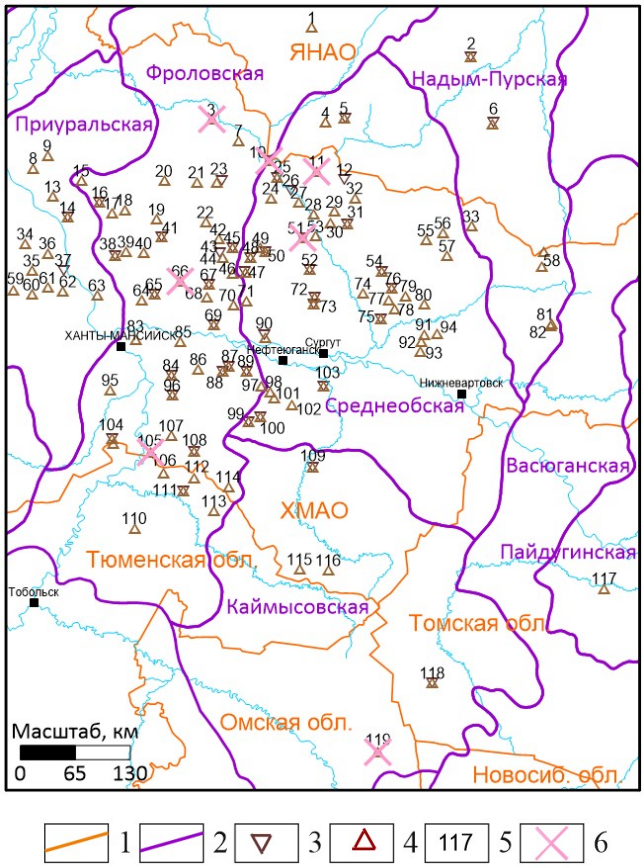


Рис. 1. Обзорная схема расположения залежей нефти баженовского нефтегазоносного резервуара

Условные обозначения: 1 – административные границы, 2 – границы НГО по данным ВНИГНИ (2025 г.), 3 – залежи (месторождения) на 01.01.2003 г., 4 – залежи (месторождения) на 01.01.2023, 5 – нумерация залежей (месторождений) на 2003 и 2023 гг.: 1-Пальниковское, 2-Известинское, 3-Южно-Лунгорское, 4-Пякутинское, 5-Малопякутинское, 6-Вынгаяхинское, 7-Ватлорское, 8-Южно-Октябрьское, 9-Змановское, 10-Северо-Тромъеганское, 11-Озерное-I, 12-Нятлонгское, 13-им. Шпильмана В.И. (Северо-Рогожниковское), 14-Рогожниковское, 15-Центральное, 16-Назымское, 17-Тункорское, 18-Апрельское, 19-Северо-Итьяхское, 20-Восточно-Панлорское, 21-Северо-Мытаяхинское, 22-Восточно-Мытаяхинское, 23-Жумажановское, 24-Лосевое, 25-Восточно-Тромъеганское, 26-Тянское, 27-Мурьяунское, 28-Северо-Конитлорское, 29-Северо-Кочевское,

30-Кочевское, 31-Тевлинско-Русскинское, 32-им. А. Усольцева (Имилорское), 33-Селивониковское, 34-Красноленин1, 35-Красноленин5, 36-Красноленин7, 37-Красноленинское, 38-Средне-Назымское, 39-Верхненазымское, 40-Емангальское, 41-Тортасинское, 42-Северо-Лабатьюганское, 43-Западно-Айпимское, 44-Западно-Чигоринское, 45-Ай-Пимское, 46-Биттемское, 47-Ульяновское, 48-Камынское, 49-Нижне-Сортымское, 50-Алехинское, 51-Западно-Сукуръяунское, 52-Южно-Конитлорское, 53-Конитлорское, 54-Кустовое, 55-Западно-Котухтинское, 56-Южно-Выинтойское, 57-Повховское, 58-Тагринское, 59-Красноленин4, 60-Красноленин6, 61-Красноленин2, 62-Красноленин3, 63-Галяновское, 64-Западно-Нялинское, 65-Сыньеганское, 66-Восточно-Ляминское, 67-Западно-Камынское, 68-Западно-Сахалинское, 69-Сахалинское, 70-Явинлорское, 71-Маслиховское, 72-Северо-Тончинское, 73-Тончинское, 74-Равенское, 75-Кечимовское, 76-Восточно-Придорожное, 77-Нонг-Еганское, 78-Ключевое, 79-Мишаевское, 80-Северо-Покачевское, 81-Колтогорское, 82-Западно-Колтогорское, 83-Ханты-Мансийское, 84-Верхне-Шапшинское, 85-Приобское, 86-Приразломное, 87-Северо-Салымское, 88-Салымское, 89-Правдинское, 90-Тундринское, 91-Северо-Поточное, 92-Поточное, 93-Урьевское, 94-Малоключевое, 95-Западно-Эргинское, 96-Средне-Шапшинское, 97-Восточно-Правдинское, 98-Тепловское, 99-Западно-Малобалыкское, 100-Малобалыкское, 101-Кудринское, 102-Мамонтовское, 103-Западно-Асомкинское, 104-Ендырское, 105-Солхэм, 106-Северо-Комариное, 107-Малошапшинское, 108-Верхнесалымское, 109-Мултановское, 110-Кальчинское, 111-Северо-Демьянское, 112-Гусеничное, 113-Радонежское, 114-Соровское, 115-Густореченское, 116-Травяное, 117-Снежное, 118-Федюшкинское, 119-Баклянское; 6 – месторождения с залежами только в баженовском резервуаре.

Основное количество месторождений (92) сосредоточено в ХМАО, одно месторождение – в Омской области (Баклянское), два – в Томской (Снежное и Федюшкинское) и по пять месторождений – в Тюменской (юг) области и ЯНАО (рис. 1). Большинство месторождений многопластовые. Нефтегазоносность выявлена в верхнеюрско-нижнемеловом стратиграфическом интервале. На семи месторождениях залежи выявлены только в баженовском нефтегазоносном резервуаре (Баклянское – Омская область, Восточно- Ляминское, Западно-Сукурьяунское, Озерное 1, Северо-Тромъеганское, Солхэм и Южно-Лунгорское – ХМАО).

Залежи преимущественно сосредоточены во Фроловской, Среднеобской и Приуральской нефтегазоносных областях (НГО) (рис. 1). Семь залежей выявлено в Надым-Пурской, пять – в Каймысовской и одна – в Пайдугинской НГО. В пределах Васюганской НГО, отделяющей Надым-Пурскую, Среднеобскую и Каймысовскую НГО от Пайдугинской залежей не выявлено, хотя признаки нефтеносности баженовской свиты в ее пределах были установлены на Назинской площади еще в 50-х годах XX века [9].

За последние 15 лет изменения в количестве залежей на Государственном балансе в большей степени определяются правилами недропользования и экономическими факторами. Так на территории ХМАО количество месторождений с

залежами в баженовском резервуаре в 2018 и 2023 годах, по сравнению с 2013 г., изменилось на 13 % и 3 %, соответственно (79 месторождений – в 2013 г., 89 месторождений – в 2018 г., 92 месторождения – в 2023 г.). Количество залежей при этом возрастает на 91 % в 2018 г. и на 10 % в 2023 г. Как и в 70-е – 80-е годы XX века этому способствовали активные научно-исследовательские работы большого числа коллективов. С учетом полученных результатов авторским коллективом по поручению и под руководством ФБУ «ГКЗ» разработан документ «Методические рекомендации по подсчету запасов в баженовской свите» [10, 11]. На 65 месторождениях (62 % от общего числа), начиная с 2014 г., запасы пересмотрены, что подтверждается протоколами ГКЗ Роснедра. Таким образом, по результатам анализа расположения-залежей можно сделать вывод, что за последние 10 лет увеличение их числа связано не с новыми открытиями, а с разделением ранее выделенных залежей на отдельные части, согласно вышеуказанному документу.

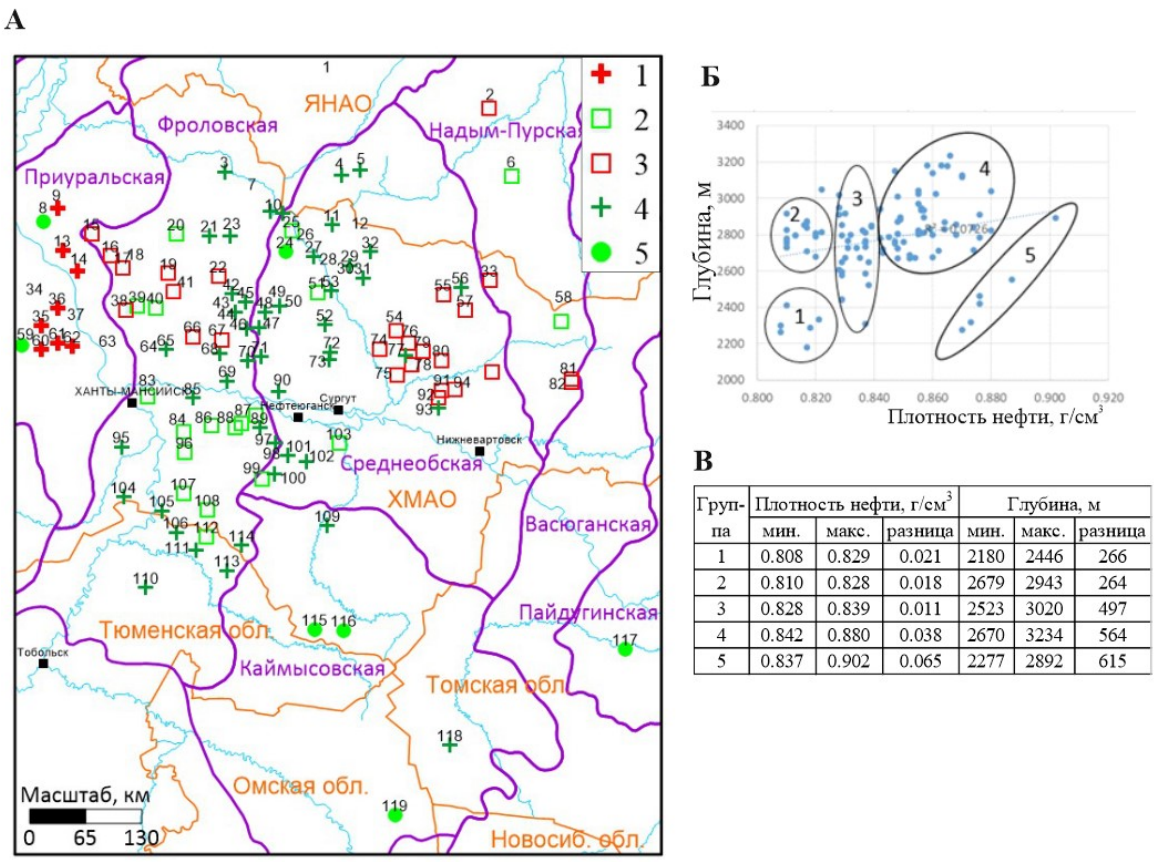
Плотность нефти в залежах баженовского нефтегазоносного резервуара изменяется в широком диапазоне от 0,808 г/см^3 до 0,902 г/см^3. Глубина залегания пластов на месторождениях варьирует от 2180 м до 3234 м. По результатам изучения плотности нефти и глубины залегания пластов было выделено пять групп залежей (рис. 2 А, Б).

Первая группа включает залежи в пределах Приуральской НГО (нефтяные месторождения: Рогожниковское, им. В.И. Шпильмана (Северо-Рогожниковское) и Змановское, а также группа залежей в пределах Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения) (рис. 2 А). Глубина залегания кровли нефтегазоносного горизонта изменяется от 2180 м до 2446 м в пределах 250 м. Плотность нефти изменяется от 0,808 г/см3 до 0,829 г/см3. Залежи характеризуют зону распространения высокоуглеродистых отложений в пределах Красноленинского месторождения. Стратиграфическая принадлежность отложений в пределах зоны (баженовская свита или нижнетутлеймская подсвита) остается дискуссионным вопросом, связанным с проблемой определения единого возрастного диапазона для баженовского нефтегазоносного резервуара по всей Западно-Сибирской НГП, и выходит за рамки представленных исследований. Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского чехла [5], залежи находятся в пределах Красноленинского свода. В тектоническом плане юрского структурного яруса [4] – в северной части Красноленинской мегамоноклизы, в пределах которой расположен ряд положительных структур III порядка, на склонах которых расположены залежи.

Вторая группа объединяет преимущественно залежи центральной части Фроловской НГО (от Восточно-Панлорского месторождения – на севере, до Гусеничного – на юге), западной части Среднеобской НГО (Восточно-Тромъеганское, Западно-Сукуръяунское и Западно-Асомкинское месторождения) и центральной части Надым-Пурской НГО (Вынгаяхинское и Тагринское месторождения) (рис. 2 А). Плотность нефти в залежах изменяется в схожих с первой группой пределах 0,810-0,828 г/см^3. Изменение глубин кровли резервуара варьирует

в схожих с первой группой пределах (300 м), но с большими значениями от 2679 м до 2979 м (рис. 2 В).

Третья группа включает залежи, расположенные в субширотной полосе севернее Широтного Приобья от Фроловской до Надым-Пурской НГО (рис. 2 А).



Группа	Плотность нефти, г/см^3			Глубина, м		
	мин.	макс.	разница	мин.	макс.	разница
1	0.808	0.829	0.021	2180	2446	266
2	0.810	0.828	0.018	2679	2943	264
3	0.828	0.839	0.011	2523	3020	497
4	0.842	0.880	0.038	2670	3234	564
5	0.837	0.902	0.065	2277	2892	615

Рис. 2. Схема расположения залежей (А) согласно выделенным группам на диаграмме, отражающей соотношение глубины залегания залежи и плотности нефти (Б), с таблицей характеристик по группам (В)

Условные обозначения: 1-5 группы, выделенные на диаграмме Б, остальные на рисунке 1

Их расположение согласуется с Сибирско-Увальской грядой – тектоническим элементом новейшего (неоген-четвертичного) этапа развития Западной Сибири [6]. При изменении глубин залегания от 2523 м до 3020 м, т.е. почти на 500 м, наблюдается наименьшее изменение плотности нефти от 0,828 г/см3 до 0,839 г/см3 (рис. 2 В).

Четвертая группа объединяет залежи Фроловской и Среднеобской НГО (рис. 2 А). В тектоническом плане юрского структурного яруса описываемая группа характеризует территорию (с севера на юг) от западной части Южно-Надымской мегамоноклизы до Красноленской мегамоноклизы включая Мансийскую синеклизу. При схожем с третьей группой характере изменения глубин за-

легания почти на 500 м (от 2670 м до 3234 м), плотность нефти изменяется в существенно большем интервале от 0,842 г/см^3 до 0,880 г/см^3 (рис. 2 В).

Пятая группа состоит из залежей, расположенных в Приуральской, Каймысовской и Пайдугинской НГО (рис. 2 А). Плотность нефти изменяется от 0,837 г/см^3 до 0,902 г/см^3. Глубина залегания кровли баженовского нефтегазоносного резервуара изменяется от 2277 м до 2892 м в пределах 615 м (рис. 2 В). Как можно видеть на рисунке 2 А, они расположены в разных частях территории Западно-Сибирской НГП, но отражают в общем виде дифференциацию нефти по разрезу. В Приуральской НГО ее определяет тектонический фактор, так как залежи связаны с локальными участками развития дизъюнктивной тектоники, а в Каймысовской и Пайдугинской НГО – палеогеографический, так как тяготеют к разным фациальным переходам. Часть залежей связаны с участками локальных площадных фациальных изменений баженовской свиты (Густореченское, Травяное месторождения), другие – с переходным интервалом разреза между баженовской и подстилающими георгиевской и наунакской свитами, формировавшимися в разных фациальных обстановках (Баклянское, Снежное месторождения).

Залежи баженовского резервуара, помимо нефти, содержат растворенный газ. Начальное газосодержание варьирует от 41 м3/т до 252 м3/т. В региональном плане, в зависимости от глубины залегания, выделено четыре группы (рис. 3).

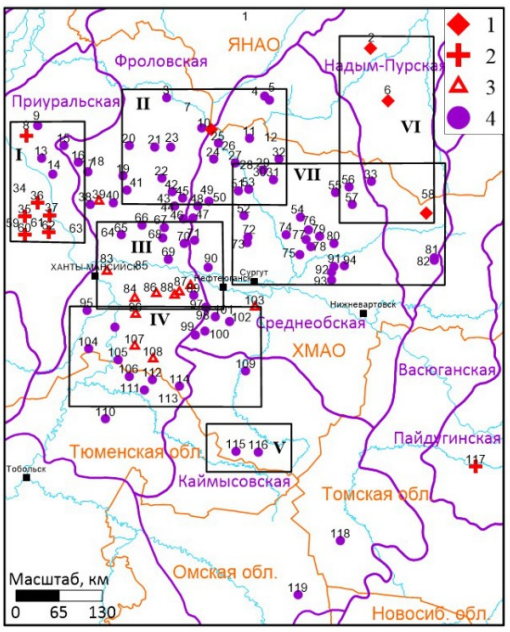
Первая группа состоит из залежей, расположенных на территориях Надым-Пурской и северной части Среднеобской НГО (Вынгаяхинское, Известинское, Северо-Тромъеганское, Тагринское месторождения, часть залежей баженовского резервуара Пякутинского и Малопятукинского месторождений). Начальное газосодержание изменяется от 180 м3/т до 241 м3/т, при этом глубина кровли резервуара изменяется почти на 500 м от 2679 м до 3182 м (рис. 3 В).

Вторая группа представлена залежами, расположенными в Приуральской и Пайдугинской НГО (Красноленинское, Южно-Октябрьское и Снежное месторождения). Начальное газосодержание, также как у первой группы, изменяется в схожих пределах от 144 м3/т до 233 м3/т, но глубина кровли резервуара варьирует почти в три раза меньше – около 150 м (от 2180 м до 2333 м) (рис. 3 В).

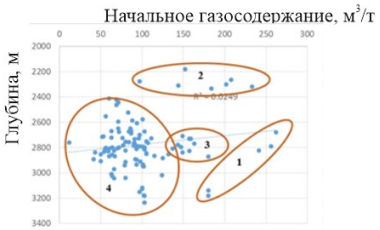
Третья группа состоит из залежей, расположенных в центральной части Фроловской НГО в пределах западной части Мансийской синеклизы (Салымское, Верхнесалымское, Среднешапшинское и др. месторождения). Изменение начального газосодержания почти в два раза меньше (от 137 м3/т до 180 м3/т), чем у второй группы, при этом глубины кровли резервуара больше (от 2708 м до 2873 м), но также глубины изменяются в пределах 150 м (рис. 3 В).

Четвертая группа объединяет залежи Фроловской, Среднеобской и Каймысовской НГО. Характер изменения газосодержания схож со второй группой, но при более низких, почти в два раза, значениях (рис. 3 В). Так как территория, на которой расположены залежи четвертой группы, весьма обширна, глубины варьируют в самом широком диапазоне от 2413 м до 3234 м.

А



Б



В

Груп-па	Началь. газосод., м³/т			Глубина, м		
	мин.	макс.	разница	мин.	макс.	разница
1	180	241	61	2679	3182	503
2	144	233	89	2180	2333	153
3	137	180	43	2708	2873	165
4	41	132	91	2413	3234	821

Рис. 3. Схема расположения залежей (А) согласно выделенным группам на диаграмме, отражающей соотношение глубины залегания залежи и начального газосодержания (Б), с характеристикой по группам (В)

Условные обозначения: 1-4 группы, выделенные на диаграмме Б; I-VI – зоны для дальнейших научно-исследовательских работ (I – Красноленинская, II –Западно-Южно-Надымская, III – Северо-Мансийская, IV – Южно-Мансийская, V – Северо-Каймысовская, VI – Восточно-Южно-Надымская, VII – Северо-Хантейская), остальные на рисунке 1

Анализ изменения газосодержания в группах, выделенных по соотношению плотности нефти и глубины кровли резервуара, показал следующие результаты.

Залежи, расположенные в Приуральской НГО, по соотношению плотности нефти и глубины кровли резервуара вошли в первую группу, а по соотношению газосодержания и глубины – во вторую. Изменение газосодержания в зависимости от глубины носит линейный характер. С увеличением глубины газосодержание уменьшается, тем самым отражая влияние регионального флюидоупора.

Залежи третьей группы, выделенные по соотношению плотности нефти и глубины кровли резервуара, расположенные в субширотной полосе севернее Широтного Приобья от Фроловской до Надым-Пурской НГО в пределах Сибирско-Увальской гряды, также характеризуются линейной зависимостью изменения газосодержания от глубины. В отличие от группы залежей Приуральской НГО, в этих залежах с увеличением глубины увеличивается и газосодержание. В данном случае это отражает региональный уклон в восточном направлении от Красноленинской мегамоноклизы к центральной части Хантейской гемиантеклизы.

Анализ местоположения всех залежей в тектоническом плане юрского структурного яруса выявил приуроченность залежей к склонам положительных

тектонических элементов разного ранга, что, по мнению авторов, может быть вызвано влиянием структурного фактора.

Для дальнейшей разработки зональных и локальных критериев поиска залежей в баженовском нефтегазоносном резервуаре необходима дополнительная информация. Современное законодательство по недропользованию, к сожалению, не позволяет получить данные по подсчету запасов по каждой залежи для статистической оценки анализируемых в представленной работе параметров (глубина залежи, плотность нефти и начальное газосодержание). Полученные авторами результаты позволяют ранжировать территорию Западно-Сибирской НГП для более детальных научно-исследовательских работ.

Суммируя вышеизложенное можно сделать следующие выводы. Научный подход, который заключался в периодическом обобщении в региональном плане данных, полученных в результате различных узконаправленных исследований, позволил уточнить региональные критерии прогноза залежей для постановки геологоразведочных работ и постепенно увеличивать количество открытий.

В результате проведенных исследований по соотношению глубины кровли резервуара, плотности нефти и начального газосодержания, были выявлены группы залежей с разными характеристиками, которым на площади развития баженовского резервуара, отвечают определенные участки (зоны). Выявленное группирование залежей отражает влияние палеогеографического, тектонического и структурного факторов, как на региональном, так и зональном и локальном уровнях.

Опираясь на тектонические элементы юрского структурного яруса, были выделены перспективные для комплексного анализа зоны: Красноленинская, Северо-Мансийская, Южно-Мансийская, Западно-Южно-Надымская, Восточно-Южно-Надымская, Северо-Хантейская и Северо-Каймысовская (рис. 3). По первым трём зонам недропользователями ведутся активные исследования.

Полученные результаты позволят для конкретной территории детализировать зональные и локальные критерии поиска залежей нефти в баженовском нефтегазоносном резервуаре.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта НИР FWZZ-2022-0012 и FWZZ-2022-0007 Программы ФНИ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И., Леонтович В.Б., Растегин А.А. Прогноз месторождений нефти и газа. М., Недра, 1981, 350 с.

2. Рыжкова С.В., Бурштейн Л.М., Ершов С.В., Казаненков В.А., Конторович А.Э., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Никитенко Б.Л., Фомин М.А., Шурыгин Б.Н., Бейзель А.Л., Борисов Е.В., Золотова О.В., Калинина Л.М., Пономарева Е.В. Баженовский горизонт Западной Сибири: строение, корреляция и толщины // Геология и геофизика, 2018, т. 59, № 7, С. 1053-1074.

3. Конторович А.Э., А.Э. Конторович, Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Л.Г. Вакуленко, Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А.,

Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – т.54, № 8. – С. 972 – 1012.

4. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович, В. О. Красавчиков, А. А. Конторович, О. И. Супруненко // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – №11-12. – С. 1832 – 1845.

5. Шпильман В.И., Солопахина Л.А., Пятков В.И. Новая тектоническая карта центральных районов Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (Вторая научно-практическая конференция). Под рел. Шпильмана В.И., Волкова В.А. – Ханты-Мансийск, 1999. – С. 96-115.

6. Карта новейшей тектоники нефтегазоносных областей Сибири, 1978, м-б 1:2 500 000) ред. Н. А. Флоренсов, И. П. Варламов. – М.: Аэрогеология, 1981.

7. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / Научн. ред. академик А.Э. Конторович; Рос. Акад. Наук, Сиб. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

8. Калмыков А.Г., Карпов Ю.А., Топчий М.С., Фомина М.М., Мануилова Е.А., Шереметьева 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 пористотью в баженовской свите и особенности их распространения // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 159-171.

9. Пономарева Е.В., Рыжкова С.В. Типы коллекторов Баженовской свиты // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 195-204.

10. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Недропользование XXI век. 2017. № 4 (67). С. 68-101.

11. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (проект 10.03.2021 г.), 2021. – 43 с.

© С. В. Рыжкова, М. А. Фомин, А. Н. Седых, 2025

УДК 528.71
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-130-137

А. С. Сальников[1]✉

Автономные сейсмические станции для инженерно-геологических исследований наземно-подземных объектов в угольных шахтах

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: assalnikov@mail.ru

Аннотация. Сейсмические работы в угольных шахтах проводятся с целью выявления зон геологических неоднородностей в лавах, что позволяет снизить издержки при добыче угля и исключить катастрофические последствия при внезапном обнаружении нарушений продуктивного пласта, не вскрытых подготовительными выработками. Сейсмотомографический способ просвечивания углевмещающей среды по латерали на проходящих волнах (каналовых, объёмных продольных и поперечных) позволяет изучать плотностную структуру угольного пласта. Работы по описанной методике выполнены на нескольких шахтах Кузнецкого угольного бассейна. Полученные сейсмотомографические материалы подтверждают приоритет геодинамики в формировании внутренней структуры угольных пластов. Отмечается дискретный (мелкоячеистый) характер структуры пластов и выраженная зависимость от степени дислоцированности углевмещающей среды и метаморфизма угля. Дано обоснование слоисто-мозаичного пространственного распределения метановых ловушек в угольных пластах.

Ключевые слова: сейсмотомографическая обработка, угольные пласты Кузбасса, скорость продольных, поперечных и каналовых волн, геодинамика

A. S. Salnikov[1]✉

Autonomous seismic stations for engineering and geological studies of surface-underground facilities in coal mines

The Trofimuk Institute of petroleum Geology and Geophysics of the Siberian branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: assalnikov@mail.ru

Abstract. Seismic works in coal mines are carried out with the purpose of disclosing of geological heterogeneity zones in lavas, it allows to decrease the expenses of coal production and to exclude the disastrous effects in view of unexpected detection of productive stratum breaking which was not disclose by preparatory excavation. Seismic tomography method of coal measure strata raying on lateral transmitted waves (guided, volume longitudinal and shear waves) allows studying the density structure of coal bed. Works by defined method were carried out in some mines of Kuznetsk Basin. Obtained seismic tomography data confirm a priority of geodynamics for forming the coal bed internal structure. Discrete (close-meshed) nature and pronounced dependence of dislocated degree of coal measure strata and coal metamorphism are noted. Lamellar-mosaic spatial distribution of methane traps in coal beds is substantiated.

Keywords: seismic tomography processing, coal beds of Kuznetsk Basin, velocity of longitudinal, shear and guided waves, geodynamics

Введение

Опережающий контроль условий залегания угольных пластов и выявления зон повышенной трещиноватости позволяет оптимизировать технологию отработки участка шахтного поля, определить местоположение песчаных врезов, ме-

ханически ослабленных зон и зон повышенного метановыделения и исключить катастрофические последствия при внезапном обнаружении нарушений продуктивного пласта, не вскрытых подготовительными выработками. К числу эффективных геофизических методов детального восстановления особенностей структуры угольного пласта в подземных выработках относятся сейсмотомографические исследования на проходящих (каналовых, объемных продольных и поперечных) волнах [1, 2, 3].

Работы по изучению угольных пластов и углевмещающих пород в шахтах имеют свои специфические особенности, которые связаны, во-первых, с минимизацией рисков по охране труда в зонах возможных горных ударов, а также обеспечением необходимой для детальных инженерно-геологических работ временной привязкой (погрешность менее 1мс/сутки) в отсутствии спутниковых сигналов синхронизации, а во-вторых, с оптимальными системами сейсмических наблюдений и способами интерпретации полученных материалов.

Методика исследований

Совместно с ОАО НЦ ВостНИИ (г. Кемерово) были проведены сейсмические исследования в шахтах Кузбасса по способу просвечивания угольных пластов в 2010 – 2013 гг. [4] Полевая методика сейсмических работ включала систему многократных перекрытий на проходящих волнах, которая определяется технологическими схемами эксплуатации угольных месторождений, в том числе размерами выемочного столба и размерами искомого нарушения (Рис.1б). Принципиально важно обеспечивать максимально равномерное просвечивание изучаемого объекта на сейсмических волнах. Пункты возбуждения и приема упругих колебаний располагались в штреках с шагом 5-10 м. Возбуждение упругих колебаний осуществлялось ударным способом (кувалдой). Запись сейсмического материала осуществлялась с использованием автономной сейсмической станции РОСА-А® (ФГУП «СНИИГГиМС», г. Новосибирск. Рис. 1а [5]).

В соответствии с требованиями Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» было получено временное заключение № 189-7 от 22.12.2009 г. на применение автономных станций РОСА-А в угольных шахтах. Важнейшим условием использования в шахтах сейсмических станций РОСА-А послужила система высокоточной синхронизации времени при отсутствии спутниковых сигналов, которая на базе прецизионного термостатированного генератора обеспечивала работу в автономном режиме с погрешностью менее ±1мс/сутки [5].

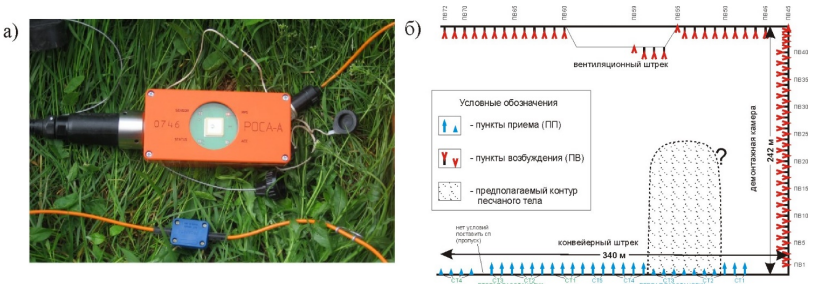


Рис. 1. Оборудование для работы в шахтах
а) автономный сейсмический регистратор РОСА-А; б) принципиальная схема сейсмических наблюдений в угольной шахте;

Системы многократных перекрытий с автономными регистраторами обладают необходимым преимуществом, обусловленным отсутствием проводных линий связи между пунктом возбуждения и пунктом приёма, находящихся в разных штреках. Большой динамический диапазон сейсмического канала станции РОСА-А (мгновенный диапазон до 135 дБ) и широкий частотный диапазон регистрации (0÷1600 Гц) позволили получить качественный материал в условиях высокого уровня микросейсм при работающих механизмах (Рис. 2).

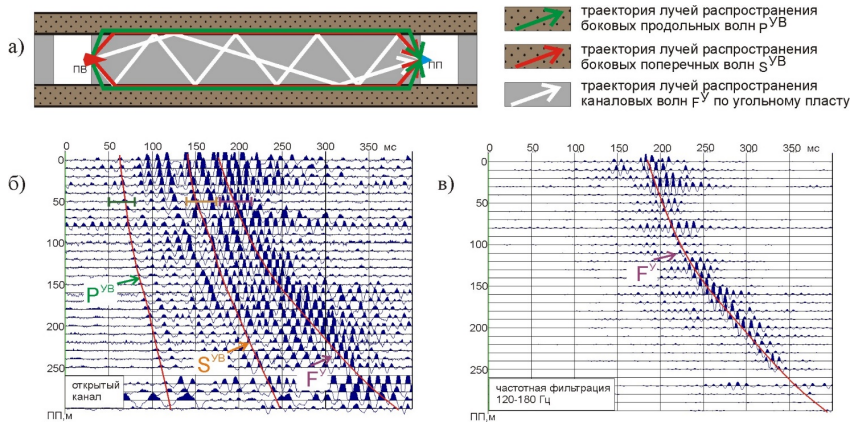


Рис. 2. Типичные сейсмограммы общей точки возбуждения (ОТВ)
а) Лучевая схема для проходящих волн; типичные сейсмограммы ОТВ:
б) на открытом канале, в) после полосовой частотной фильтрации

На полученных сейсмозаписях были выделены три группы волн, которые различались по кинематическим и динамическим характеристикам: времени регистрации, волновой формой записи и преобладающей частотой (Рис. 2б, в). Принимая во внимание модельные расчеты сейсмоакустических полей (лучевая схема для проходящих волн приведена на рисунке 2а), выделенные группы волн были идентифицированы следующим образом:

- продольные объёмные волны $P^{УВ}$, распространяющиеся по вмещающим угольный пласт породам (боковые волны), регистрируются в первых вступлениях;
- поперечные объёмные волны $S^{УВ}$, распространяющиеся по вмещающим угольный пласт породам (боковые волны), регистрируются в последующих вступлениях;
- волноводные (каналовые) волны $F^{У}$, распространяющиеся по угольному пласту, формируются протяженным цугом колебаний, характеризуются особенностями: нет четких первых вступлений; быстро меняется полярность и временная форма по фронту распространения. Наилучшая прослеживаемость каналовых волн $F^{У}$ на сейсмограммах достигается при полосовой фильтрации в диапазоне 120÷250 Гц (и выше).

Сейсмотомографическая обработка полученных материалов выполнялась с использованием программы «PROFIT» (автор Кулаков И.Ю., Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, [6]). Её алгоритм использует в качестве

входных данных времена пробега рефрагированных и прямых волн (годографы волн $P^{УВ}$, $S^{УВ}$, $F^{У}$) для построения двумерных вдольпластовых сейсмотомографических разрезов по значениям параметра скорости. Лучевое трассирование основано на итеративном изгибе луча для достижения минимального времени пробега (принцип Ферма). Реализованный алгоритм обеспечивает абсолютную устойчивость трассирования в средах любой сложности (включая анизотропные), при фиксированном количестве итераций. Томографические расчеты выполняются с применением адаптивных сеток параметризации в соответствии с плотностью лучей.

Результаты исследований

В результате проведенных исследований было установлено, что для ряда шахт Кузбасса сейсмотомографическая латеральная модель углевмещающей среды характеризуется относительной однородностью. В её пределах удается выделить ограниченное число достаточно протяженных структурных элементов, таких как дизъюнктивные дислокации, содизъюнктивные трещиноватые зоны, зоны повышенной и пониженной плотности, зоны повышенной водонасыщенности (рис. 3).

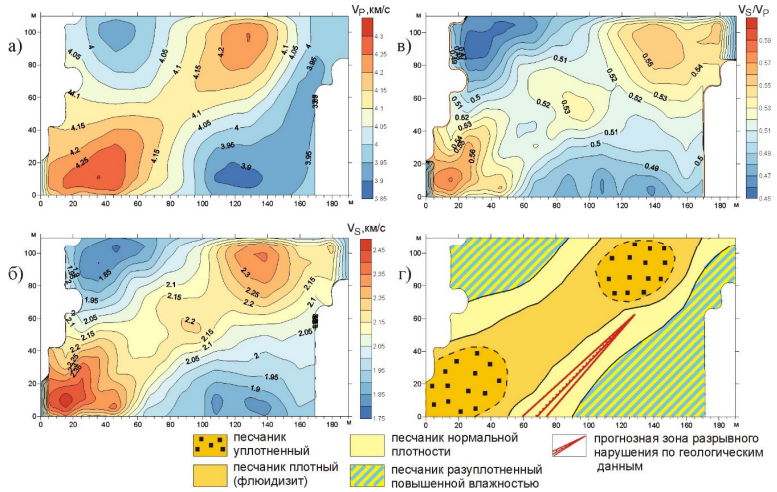
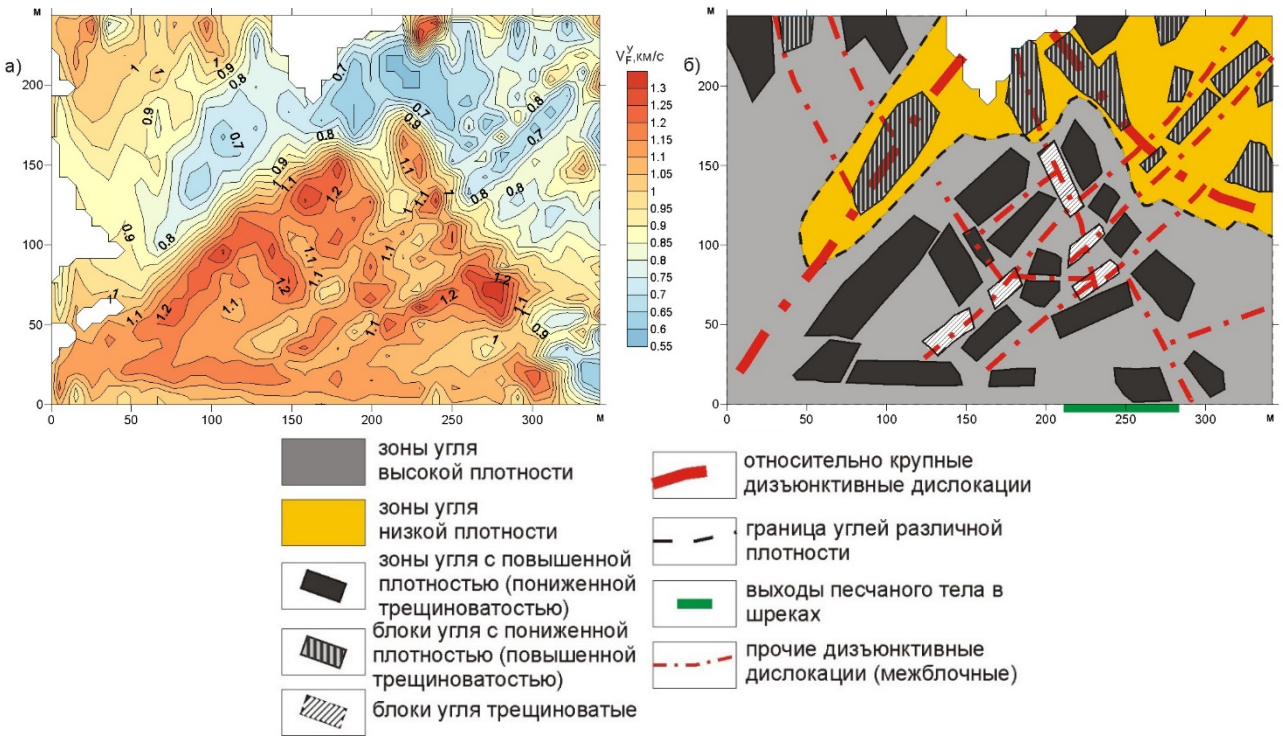


Рис. 3. Сейсмотомографические разрезы в углевмещающей среде: а) по параметру скорости продольной волны $P^{УВ}$, км/с; б) по параметру скорости поперечной волны $S^{УВ}$, км/с; в) по отношению скоростей V_S/V_P; г) латеральная геологическая модель. Шахта им. Ленина

Сейсмотомографические латеральные модели угольных пластов в целом более расчленены, характеризуются существенно большим набором составляющих их структурных элементов (рис. 4а). В условиях слабой дислоцированности углевмещающей толщи (марки угля Г, Ж) латеральная модель угольного пласта может быть отождествлена со слабо-упорядоченной блочно-трещиноватой средой, расчлененной плотной сетью дислокаций различной природы (рис. 4б). Межблоковые дислокации следует рассматривать как трещиноватые зоны, как фильтрационные каналы. Выделяются также достаточно контрастные и протя-

женные, линейные зоны, которые можно отождествить с дизъюнктивными дислокациями, а содизъюнктивные зоны рассматривать как угольные коллектора, как зоны повышенной проницаемости угля.

Кроме того, практика работ в шахтах выявила определенные недостатки станции РОСА-А, которые следовало минимизировать. Прежде всего, необходимо было модернизировать способ временной синхронизации, предусмотреть возможность быстрого восстановления синхронизации в шахте в случае сбоя рабочего сеанса. Необходимо было уменьшить вес сейсмического оборудования, переносимого в шахтах вручную. Требовалось, как обязательное условие, обеспечить синхронизацию каналов регистрации вне зависимости от спутников, непосредственно в шахтах. Необходимо было отказаться от внешнего питания и кабелей, а также исключить лишние разъемы.



а) б)

Рис. 4. Результаты работ в шахте Байкаимская а) Сейсмотомографический разрез по значениям скорости каналовых волн V_F^y; б) латеральная геологическая модель.

Автономный одноканальный сейсмический регистратор Р1 (с маркировкой взрывозащиты РО Ex ia I Ma) был разработан в 2016 г [7]. Регистратор предназначен для проведения сейсмических наблюдений в особо сложных климатических и геоморфологических условиях, когда неустойчиво функционируют стандартные способы синхронизации станции. Регистратор выполнен в корпусе шахтерского фонаря типа НГР (Рис. 5).

Рис. 5. Автономный одноканальный сейсмический регистратор Р1 а) и пульт оператора б)

В 2017 г. была изготовлена партия из 30 автономных одноканальных сейсмических регистраторов по заказу Федерального исследовательского центра угля и углехимии СО РАН (г. Кемерово). Получен сертификат соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза № ТС RU C-RU.МН04.F.00540. Данные регистраторы успешно работают в шахтах Кузбасса по настоящее время, обеспечивают высокую производительность и надёжность сейсмических исследований в подземных выработках шахт и наземных строений, опасных по рудничному газу и/или горючей пыли.

Технология работы автономной станции (в состав оборудования входят собственно одноканальные автономные сейсмические регистраторы Р1, пульт оператора один на группу, кабели зарядные и синхронизации) происходит следующим образом. Настраивается первый регистратор Р1, эталон, в соответствии с требованиями полевого эксперимента. Далее все настройки эталона переносятся в ведомые регистраторы. Процедура подготовки к работе 30 регистраторов занимает по времени менее 10 минут. При этом гарантируется перенос времени с погрешностью менее 10-8, копирование текущих параметров регистрации. Восстановление синхронизации от любого рабочего регистратора автономной станции возможно в любом месте за время менее 10 с, достаточно соединения кабелем синхронизации с другим работающим регистратором.

Текущее состояние регистраторов, напряжение аккумуляторов, готовность синхронизации к работе отслеживается по светодиодной индикации. Подготовленные регистраторы заносятся в шахту. Все регистраторы пишут сейсмические данные без перерывов в течение всего рабочего времени. Считывание данных по окончании работ производится на дневной поверхности через USB порт. Перед выключением можно снять при помощи пульта относительный временной дрейф часов за время работы с точностью до микросекунд.

Функцию отметчика момента берет на себя один из регистраторов, допускается подключать к нему внешний датчик. Контактный/бесконтактный датчик подключается к внешнему искробезопасному разъему регистратора.

Заключение

Сейсмотомографический способ просвечивания углевмещающей среды по латерали на проходящих волнах (каналовых, объёмных продольных и поперечных) позволяет изучать плотностную структуру угольного пласта.

Отмечается приоритет геодинамики в формировании внутренней структуры угольных пластов. Установлена блочно-трещиноватая структура угольных месторождений Кузнецкого бассейна, обусловленная складчатыми процессами углевмещающей толщи и особенностями её литологии. Отмечается выраженная зависимость структуры угольного пласта от степени дислоцированности углевмещающей среды и метаморфизма угля.

Многолетний опыт в разработке, изготовлении и эксплуатации автономных сейсмических станций РОСА-А позволил создать эффективную аппаратуру. Была обеспечена высокоточная синхронная работа нескольких устройств, удалось значительно упростить способ взаимной синхронизации, как по времени, так и по процедуре.

Синхронизация в автономном одноканальном регистраторе основана только на высокостабильном термостатированном генераторе с цифровой коррекцией частоты и времени. Точность переноса секундного импульса составляет ±10 нс. Реализованный в устройстве способ использования высокостабильного термостатированного генератора (суточный уход менее 1мс/сутки) обеспечил проведение сейсмических работ в особо сложных условиях, где прокладка кабелей вызывает не преодолимые трудности.

Одноканальный автономный сейсмический регистратор отвечает требованиям Технических регламентов Таможенного союза по безопасности, разрешающим работать в угольных шахтах.

Благодарности

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2022-0021 «Региональные особенности структуры земной коры и верхов мантии платформенных и складчатых областей Сибири, их напряженно-деформированное состояние по данным сейсмологии, гравиметрии и геомеханики».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Азаров Н.Я., Яковлев Д.В. Сейсмоакустический метод прогноза горно-геологических условий эксплуатации угольных месторождений - М.: Недра, 1988. 199 с.

2. Сейсмический способ выявления геологических неоднородностей в угольных пластах: Патент №2455663 (RU) / А.С. Сальников, О.М. Сагайдачная [и др.] // *приоритет от 15.04.2011,* опубликовано: 10.07.2012. Бюл. №19.

3. Жуков Е. М., Кропотов Ю. И., Лугинин И. А., Полошков С. И. Обоснование актуальности выполнения сейсмических работ для прогнозирования аномальных зон в углепородном

массиве при детальной разведке угольных месторождений // Молодой ученый. — 2016. — № 3 (107). — С. 95-98. — URL: https://moluch.ru/archive/107/25627/ (дата обращения: 15.01.2025).

4. Сагайдачная О.М., Дунаева К.А., Канарейкин Б.А., Сальников А.С., Шмыков А.Н. Сейсмические исследования в шахтах с использованием автономной системы регистрации РОСА-А //Приборы и системы разведочной геофизики, 2011, № 4. – С. 40-45.

5. Сагайдачная О.М., Сагайдачный А.В., Сальников А.С., Шмыков А.Н., Щегольков А.В. Автономный регистратор сейсмических сигналов //Патент №2331087 (RU), опубликовано: 10.08.2008 Бюл. 22.

6. Koulakov, I. Ur. Finding a realistic velocity distribution based on iterating forward modeling and tomographic inversion [Text] / I. Koulakov, H. Kopp, T. Stupina // Geophys. – 2011. – P. 349–358.

7. Сагайдачная О.М., Сальников А.С., Шмыков А.Н. Автономный регистратор сейсмических данных //Патент №183333 (RU), опубликовано 18.09.2018 Бюл. 26.

© А. С. Сальников, 2025

УДК 553.98.08(571.1)
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-138-144

А. Г. Плавник[1], Ю. И. Сальникова[1,2]✉

Современные гидрогеохимические условия апт-альб-сеноманских отложений на нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири

[1] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук Западно-Сибирский филиал, г. Тюмень, Российская Федерация
[2] Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Российская Федерация
e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

Аннотация. В статье представлены результаты многолетних исследований пластовых вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса Западно-Сибирского артезианского бассейна (более 4700 проб), используемых при разработке месторождений углеводородов. Актуальность исследования определяется недостаточной изученностью условий формирования современных гидрогеохимических условий бассейна, в частности, природы вариативности показателей химического состава проб подземных вод, фиксируемых в период поисково-разведочных работ. На основе расчета стандартных отклонений содержания макро- и микрокомпонентов в водах по водозаборам рассматриваемых месторождений и их сопоставления с погрешностями лабораторных методов определения химического состава вод установлено, что вариация в содержании основных водорастворенных компонентов – натрия и хлора, сопоставима с погрешностями аналитических методов. Для других макро- и микрокомпонентов – кальция, гидрокарбоната, йода и брома, вариации существенно превышают аналитическую погрешность. Полученные результаты отражают различие природы содержания рассматриваемых компонентов в подземных водах – для ионов натрия и хлора источником являются морские воды, для других компонентов – литологический состав вмещающих отложений, для которого характерна существенная неоднородность.

Ключевые слова: Западно-Сибирский мегабассейн, апт-альб-сеноманский комплекс, гидрогеохимический мониторинг, разработка месторождений углеводородов

A. G. Plavnik[1], Yu. I. Salnikova[1, 2]✉

Modern hydrogeochemical conditions of the Aptian-Albian-Cenomanian deposits in the oil and gas fields of Western Siberia

[1] Institute of Petroleum Geology and Geophysics. A. A. Trofimuk, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, West Siberian Branch, Tyumen, Russian Federation
[2] Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation
e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

Abstract. The article presents the results of long-term studies of formation waters of the Aptian-Albian-Cenomanian aquifer complex of the West Siberian artesian basin (more than 4700 samples) used in the development of hydrocarbon deposits. The relevance of the study is determined by the insufficient study of the nature of the formation of modern hydrogeochemical conditions of the basin, in particular, the nature of the variability of the indicators of the chemical composition of groundwater samples recorded during exploration work. Based on the calculation of standard deviations of the content of macro- and microcomponents in waters from water intakes of the fields under consideration and their comparison with the methodological errors of laboratory methods for determining the

chemical composition of waters, it was established that the variation in the content of the main water-dissolved components - sodium and chlorine - is comparable with the errors of analytical methods. For other macro- and microcomponents – calcium, bicarbonate, iodine and bromine, the variations significantly exceed the analytical error. The obtained results reflect the difference in the nature of the content of individual components in groundwater: for sodium and chlorine ions, the source is seawater, for other components, the lithological composition of the enclosing sediments, which is characterized by significant heterogeneity.

Keywords: West Siberian megabasin, Aptian-Albian-Cenomanian complex, hydrogeochemical monitoring, development of hydrocarbon deposits

Введение

В Западной Сибири процессы заводнения нефтяных залежей с целью поддержания пластового давления, размещение в недрах излишков попутно добываемых, сточных и технических флюидов, отбор значительных объемов вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса, а также длительный период ведения промысловых работ (десятки лет), повлекли за собой масштабные перераспределения флюидов. Проблемы геохимической трансформации подземных вод нефтегазоносных комплексов под воздействием техногенеза отражены в исследованиях Л.А. Абуковой, В.В. Муляка, Т.А. Киреевой, Н.И. Плотникова, А.А. Карцева, С.Б. Вагина, В.М. Матусевича, Л.А. Ковяткиной, Е.А. Пономарева, Ю.П. Гаттенбергера, В.П. Дьяконова, О.М. Севастьянова, В.П. Ильченко, Ю.В. Васильева, В.А. Бешенцева, Ю.К. Иванова, Л. А. Гайдукова, А.П. Каменева и др. В условиях возрастающей техногенной нагрузкой вопросы контроля и сохранения подземной гидросферы, как на территории России, так и в Западной Сибири, по-прежнему остаются актуальными [1-4].

По результатам исследований химического состава подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса (ААС ВК) на Западно-Усть-Балыкском, Мегионском и Тайлаковском нефтяных месторождениях с продолжительным периодом эксплуатации [5] установлено, что в настоящее время сохраняется природное гидрогеохимическое равновесие в системе «вода-порода» исследуемого комплекса. В продолжение этих исследований, с целью изучения современных условий формирования ионно-солевого состава подземных вод под влиянием нефтегазового техногенеза, в данной работе обобщены и проанализированы материалы мониторинга на территории Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей (НГО) Западной Сибири.

Методы и материалы

В статье рассматриваются результаты длительных исследований состава подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса Западно-Сибирского мегабассейна на нефтяных месторождениях, рассматриваемых НГО (всего 27 водозаборных участков и 19 участков закачки). Организация мониторинга на промыслах связана с закачкой в ААС ВК попутно добываемых вод, а также добычей подземных вод для поддержания пластового давления в

нефтяных залежах. На промыслах одновременно или в разные периоды времени могут функционировать как участок водозабора, так и участок размещения флюидов.

Наблюдения за качеством подземных вод на участках добычи апт-альб-сеноманских и вод и на участках их размещения в этот комплекс включают в себя отбор проб с определением плотности воды, содержания основных макро- и микрокомпонентов и других параметров. Методы исследований включают: анализ качества лабораторных определений химического состава подземных вод; отбраковку данных, не удовлетворяющих критериям достоверности; характеристику типа подземных вод по существующим генетическим классификациям.

К настоящему времени за весь период наблюдений накоплен значительный (более 4700 проб) объем информации о составе пластовых вод апт-альб-сеноманских отложений на объектах мониторинга. Ввиду различной продолжительности и интенсивности разработки месторождений углеводородов, количество проб подземных вод по отдельным месторождениям отличается.

Большая часть проб подземных вод, отобранных в рамках мониторинга, анализировались в аккредитованных лабораториях, использующих стандартизованные методики определения содержания макро- и микрокомпонентов. Содержание натрия, кальция, магния определяется методом ионной хроматографии, содержание карбонатов, гидрокарбонатов и хлоридов – титриметрическими методами.

В работе учтены погрешности определяемых параметров, в соответствии с нормативными документами, по которым проводились измерения (минерализация – 1,251 г/дм^3, натрий – 1131 мг/дм^3, кальций – 20 мг/дм^3, магний – 6 мг/дм^3, хлор – 1075 г/дм^3, гидрокарбонат – 39 мг/дм^3, йод – 3,6 мг/дм^3, бром – 4,6 мг/дм^3). Сопоставление методических погрешностей в определении содержания основных компонентов водорастворенного состава со стандартными отклонениями в наблюдаемых данных позволяет оценить природную неоднородность химического состава подземных вод ААС ВК по отдельным компонентам на рассматриваемых месторождениях.

Результаты

Для систематизации и обобщения накопленной информации проведен расчет среднегодовых значений содержания компонентов в водах по отдельным месторождениям, а также стандартные отклонения их изменения во времени (таблица 1, рис. 1). Ранее проведенными исследованиями [5-6] установлено, что содержание основных макро- и микрокомпонентов в водах ААС ВК в целом характеризуется отсутствием явных трендовых изменений во времени. В данной работе более детально рассматривается вопрос вариативности в содержании отдельных компонентов.

Таблица 1

Средние значения и стандартные отклонения* показателей геохимического состава проб пластовых вод

Месторождение	M, г/дм^3	Na^++K^+, мг/дм^3	Ca^{2+}, мг/дм^3	Mg^{2+}, мг/дм^3	Cl^-, мг/дм^3	HCO_3^-, мг/дм^3	I^-, мг/дм^3	Br^-, мг/дм^3
Среднеобская НГО								
Аганское	19.8 (0.9)	6847 (366)	539 (57)	183 (31)	11913 (545)	205 (39)	10.0 (4.6)	43.1 (18.1)
Аригольское	9.8 (0.8)	3339 (276)	352 (44)	61 (22)	5845 (469)	173 (29)	3.0 (1.1)	25.0 (4.1)
Ачимовское	19.0 (0.4)	6552 (404)	531 (46)	155 (40)	11491 (309)	205 (48)	11.6 (4.8)	46.7 (16.2)
Ватинское	20.6 (0.9)	7055 (281)	660 (74)	197 (39)	12450 (533)	197 (24)	9.6 (5.8)	43.2 (17.2)
Западно-Асомкинское	18.3 (1.6)	5859 (240)	391 (45)	125 (32)	9879 (377)	305 (113)	21.5 (5.0)	35.8 (40.6)
Западно-Усть-Балыкское	16.4 (0.7)	6526 (215)	483 (6)	157 (28)	11268 (457)	207 (29)	13.0 (6.4)	27.5 (16.5)
Западно-Чистинное	18.7 (0.6)	4556 (351)	854 (134)	128 (52)	8749 (424)	172 (47)	17.1 (4.8)	24.9 (9.3)
Ининское	14.4 (0.7)	6813 (379)	533 (93)	150 (36)	11831 (465)	195 (42)	6.4 (4.3)	36.4 (14.4)
Кетовское	19.6 (0.9)	3283 (358)	319 (55)	59 (31)	5647 (494)	171 (31)	10.3 (5.8)	39.7 (18.9)
Максимкинское	9.5 (0.9)	7007 (270)	710 (57)	169 (41)	12472 (444)	189 (21)	3.2 (3.1)	29.5 (19.1)
Мегионское	20.6 (0.7)	6964 (247)	708 (77)	188 (37)	12435 (516)	218 (60)	9.5 (5.5)	46.9 (12.4)
Мыхпайское	20.5 (0.8)	6579 (427)	490 (47)	168 (34)	11361 (697)	214 (42)	11.1 (6.4)	36.4 (17.7)
Ново-Покурское	18.9 (1.2)	7105 (425)	490 (74)	199 (46)	12253 (655)	248 (49)	9.6 (6.2)	45.2 (13.2)
Островное	20.4 (0.9)	6914 (464)	514 (88)	187 (45)	12006 (689)	234 (59)	17.4 (4.1)	26.4 (5.1)
Покамасовское	20.0 (1.0)	6551 (608)	652 (75)	204 (79)	11716 (880)	202 (25)	13.2 (4.0)	54.0 (14.9)
Северо-Ореховское	19.5 (1.6)	6840 (644)	495 (97)	156 (37)	11712 (1010)	241 (92)	11.2 (3.2)	53.4 (3.1)
Северо-Островное	19.7 (1.6)	7064 (287)	589 (80)	176 (60)	12318 (433)	198 (15)	10.9 (5.1)	39.1 (16.9)
Северо-Покурское	20.6 (1.0)	6531 (155)	483 (44)	159 (30)	11264 (226)	269 (101)	7.8 (3.9)	51.1 (8.9)
Тайлаковское	20.6 (1.0)	6501 (652)	495 (207)	161 (45)	11220 (1064)	232 (51)	13.1 (6.2)	44.7 (15.4)
Узунское	18.7 (1.7)	6612 (459)	552 (55)	165 (36)	11614 (677)	201 (29)	6.7 (3.3)	39.1 (9.7)
Чистинное	19.2 (1.4)	6795 (498)	561 (136)	123 (40)	11699 (767)	221 (81)	11.5 (4.5)	43.1 (17.5)
Локосовское	19.7 (1.3)	7017 (359)	510 (48)	173 (39)	12162 (493)	327 (378)	11.0 (5.2)	43.9 (18.0)
Южно-Островное	19.6 (1.1)	6744 (371)	473 (34)	173 (36)	11659 (535)	202 (49)	18.0 (6.1)	29.6 (25.4)

Окончание таблицы 1

Месторождение	M, г/дм^3	Na^++K^+, мг/дм^3	Ca^{2+}, мг/дм^3	Mg^{2+}, мг/дм^3	Cl^-, мг/дм^3	HCO_3^-, мг/дм^3	I^-, мг/дм^3	Br^-, мг/дм^3
Южно-Покамасовское	18.7 (0.7)	6847 (366)	539 (57)	183 (31)	11913 (545)	205 (39)	8.2 (3.7)	44.7 (12.3)
Пур-Тазовская НГО								
Пякяхинское	17.7 (2.0)	6295 (764)	319 (159)	72 (30)	10216 (1060)	349 (114)	9.2 (8.1)	30.5 (26.2)
Тазовское	16.7 (1.3)	5952 (536)	338 (134)	101 (35)	9790 (813)	368 (142)	11.3 (7.7)	38.6 (24.7)
Надым-Пурская НГО								
Уренгойское	17.4 (1.5)	6414 (617)	283 (113)	103 (41)	10270 (899)	249 (110)	13.4 (6.3)	48.4 (7.1)
Северо-Губкинское	17.5 (1.2)	6259 (778)	301 (107)	107 (49)	10301 (1261)	310 (200)	11.3 (2.8)	36.1 (10.8)

* Значения стандартных отклонений приведены в скобках.

Обсуждение

Необходимо учитывать, что на месторождениях в процессе их эксплуатации фонд скважин, в которых осуществляется отбор проб, по годам может существенно отличаться. И, соответственно, изменчивость в полученных результатах может быть обусловлена опробованием различных участков водоносного горизонта.

Величина стандартного отклонения преобладающих компонентов – натрия (с калием) и хлора, не превышают погрешностей используемых методик лаборатории (рис.1, б и в). В целом такая картина ожидаема для вод ААС ВК Западно-Сибирского мегабассейна, поскольку унаследованность седиментационного этапа морского бассейна определяет слабую изменчивость распределения ионов натрия и хлора по напластованию отложений. Локальные особенности строения и свойств вмещающих отложений в относительно малой степени влияют на процессы постседиментационного метаморфизма в отношении содержания этих компонентов.

Иначе выглядит картина относительно стандартного отклонения концентраций ионов кальция, магния, гидрокарбоната, йода и брома (рис.1, г, д, е, ж, з) – практически все данные превышают погрешности методик определения этих компонентов. Все эти параметры в значительной степени зависят от процессов постседиментационного метаморфизма с участием минерального скелета и органического вещества, и, соответственно от локальной неоднородности свойств вмещающих отложений.

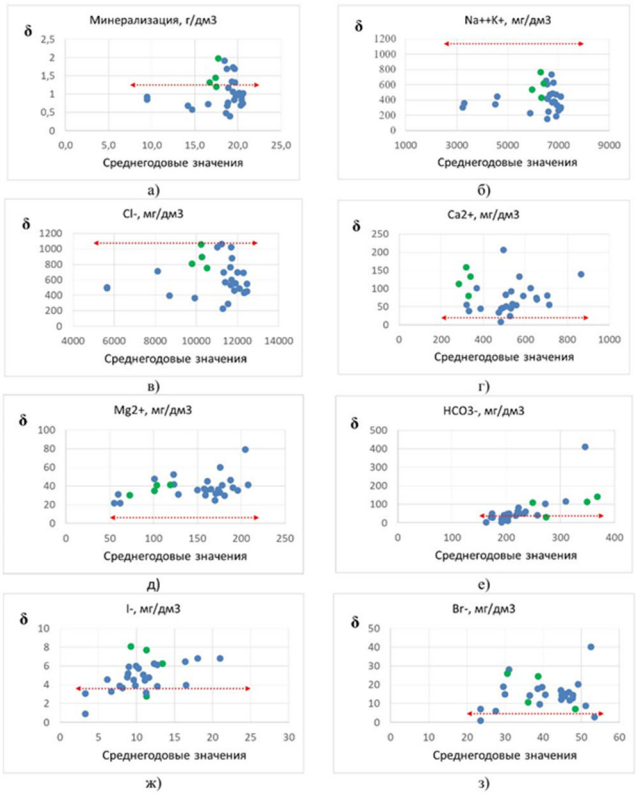


Рис. 1. Стандартные отклонения среднегодовых значений гидрогеохимических показателей (а – минерализация, б – натрий, в – хлор, г – кальций, д – магний, е – гидрокарбонат, ж – йод, з - бром)

Условные обозначения:

Среднегодовое значение показателя по месторождению Среднеобской НГО

Среднегодовое значение показателя по месторождению Надым-Пурской или Пур-Тазовской НГО

Погрешность метода определения показателя

Стандартное отклонение общей минерализации пластовых вод рассматриваемого комплекса (рис. 1, а) в основном не превышает лабораторной погрешности метода. Наблюдаемые повышенные стандартные отклонения на ряде месторождений (Западно-Асомкинском, Северо-Ореховском, Северо-Островном, Узунском, Новопокурском, Мыхпайском, Пякяхинском, Тазовском, Уренгойском), по-видимому, связаны с повышенными стандартными отклонениями в содержании кальция и гидрокарбоната.

Заключение

Таким образом, по результатам исследований можно сделать следующие выводы:

1. Несмотря на существенную вариативность в содержании отдельных компонентов в пробах подземных вод, явные трендовые изменения ионно-солевого

состава вод ААС ВК во времени отсутствуют. Это свидетельствует об отсутствии значимого гидродинамического взаимодействия ААС ВК с выше- и нижележащими водоносными комплексами.

2. Наблюдаемая вариативность содержания кальция, гидрокарбоната, йода и брома в пробах подземных вод значительно превышает погрешности аналитических методов их определения. Это, а также идентичность режимов отборов проб, позволяет сделать вывод о естественных (не техногенных) причинах вариативности и их генетической связи с локальной неоднородностью состава и свойств вмещающих пород.

3. Содержание основных макрокомпонентов – ионов натрия и хлора, источником которых являются сингенетичные воды, характеризуется меньшей вариативностью не превышающей погрешности аналитических определений.

Благодарности

Аналитические работы по изучению химического состава пластовых вод выполнены при финансовой поддержке проекта Министерства науки и высшего образования РФ №FWZZ-2022-0015 в рамках НИР СО РАН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеева, Н. В. Государственный мониторинг состояния недр / Н. В. Алексеева, А. А. Вожик, С. А. Голубев // Разведка и охрана недр. – 2023. – № 11. – С. 11–14.

2. Белозеров, Д. А. Эколого-гидрогеологическая оценка состояния подземных вод водоносного турон-коньякского карбонатного комплекса в районе села Старая Калитва Россошанского района Воронежской области / Д. А. Белозеров, В. А. Бударина, А. А. Валяльщиков – DOI 10.17308/geology.2020.3/3011 // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология. – 2020. – № 3. – С. 73–89.

3. Дьяконова, Д. В. Результаты использования комплекса геофизических исследований для подсчета запасов и ведения мониторинга подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Д. В. Дьяконова, Н. В. Алексеева // Инженерная, угольная и рудная геофизика-2015. Современное состояние и перспективы развития : Материалы конференции, Сочи, 28 сентября – 02 октября 2015 года. – Сочи: Межрегиональная общественная организация Евро-Азиатское геофизическое общество, 2015. – С. 154–157.

4. Елохина, С. Н. Гидрогеологический мониторинг: объекты, задачи, результаты и проблемы на территории Уральского федерального округа / С. Н. Елохина, Т. В. Прачкина, А. С. Сергеева DOI 10.52619/978-5-9908560-9-7-2021-23-1-48-52 // Подземная гидросфера : Материалы XXIII Всероссийского совещания по подземным водам востока России с международным участием, Иркутск, 20–26 июня 2021 года. – Иркутск: Институт земной коры СО РАН, 2021. – С. 48-52.

5. Плавник, А. Г. Гидрогеохимический мониторинг апт-альб-сеноманского водоносного комплекса в центральных районах Западно-Сибирского мегабассейна в связи с высокой техногенной нагрузкой / А. Г. Плавник, Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2024. – Т. 2, № 1. – С. 145-150. – DOI 10.33764/2618-981X-2024-2-1-145-150.

6. Сальникова, Ю. И. О геохимической стабильности подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса в связи с разработкой нефтяных месторождений Западной Сибири / Ю. И. Сальникова. – DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-38-56. – Текст: непосредственный // Актуальные проблемы нефти и газа: тезисы доклада 4-й Всероссийской молодежной научной конференции, 20–22 октября 2021 г. // Институт проблем нефти и газа РАН; отв. ред. И. М. Индрупский. – Москва : ИПНГ РАН, 2021. – С. 30–31.

© А. Г. Плавник, Ю. И. Сальникова, 2025

УДК 539.421
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-145-152

А. В. Азаров[1]✉, *С. В. Сердюков*[1]

Оценка напряженного состояния среды на основе анализа давления распространения трещин гидроразрыва вблизи полости

[1]Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: antonazv@mail.ru

Аннотация. В работе рассматривается задача оценки напряженного состояния среды по давлению распространения трещин гидроразрывов, которые выполняются вблизи цилиндрической полости на различном расстоянии от неё. Исследования проводятся на основе проведения численных экспериментов и анализе их результатов. Рост трещины моделируется в квазистатическом приближении. В рамках работы рассматривается однородная упругая модель среды. Для решения основных уравнений модели используется численный метод расширенных конечных элементов. Рассматриваются варианты напряжённого состояния среды, при котором минимальное напряжение действует перпендикулярно оси цилиндрической полости. Приводится множество примеров обработки результатов численных экспериментов. Показано, что при однородном всестороннем сжатие среды соотношения между давлениями распространения гидроразрывов близки к соотношению между радиальными напряжениями вокруг полости, которые вычислены из задачи Кирша для кругового отверстия. Продемонстрировано, что на основе анализа кривых давлений возможно оценить направления действия минимального и максимального напряжения, а также оценивать соотношение между ними.

Ключевые слова: определение напряженного состояния, гидравлический разрыв, рост трещины, давление распространения гидроразрыва, гидроразрыв вблизи полости

A. V. Azarov[1]✉, *S. V. Serdyukov*

Estimate of the stress state of the environment based on the analysis of the pressure of propagation of hydraulic fracture cracks near the cavity

[1] Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: antonazv@mail.ru

Abstract. The paper considers the problem of estimating the stress state of the environment based on the pressure of propagation of hydraulic fractures, which are performed near a cylindrical cavity at different distances from it. The research is carried out on the basis of numerical experiments and analysis of their results. Crack growth is modeled in a quasi-static approximation. The work considers a homogeneous elastic model of the medium. The numerical method of extended finite elements is used to solve the basic equations of the model. The variants of the stress state of the medium are considered, in which the minimum stress acts perpendicular to the axis of the cylindrical cavity. Many examples of processing the results of numerical experiments are given. It is shown that under uniform all-round compression of the medium, the ratios between the propagation pressures are close to the ratio between the radial stresses around the cavity, which are calculated from the Kirsch problem for a circular hole. It has been demonstrated that, based on the analysis of propagation pressures, it is

possible to estimate the directions of action of the minimum stress, as well as the relationship between the maximum and minimum stress.

Keywords: stress state determination, hydraulic fracturing, crack growth, hydraulic fracturing propagation pressure, hydraulic fracturing near a cavity

Введение

Измерение напряженного состояние массива горных пород является одной из важных задач, возникающих при разработке месторождений полезных ископаемых подземным способом. В настоящее время она остается актуальный несмотря на большое количество существующих методов и работ в этой области.

Все разработанные на сегодняшний день подходы имеют какие-либо недостатки и позволяют решать задачу оценки напряжений в горном массиве только при определенных условиях. Например, широко используемые деформационные методы [1, 2] типа частичной или полной разгрузки [3,4,5], щелевой разгрузки [6], параллельных скважин [7] требуют информацию об упругих характеристиках породы [6]. Дополнительно к этому, эти методы чувствительны к свойствам среды в локальной области (например, состояние породы вблизи скважины, из которой выполняется наблюдение).

Частично избежать зависимости от свойств породы удаётся при использовании технологии гидроразрыва пласта [4]. С помощью неё возможно определять минимальное напряжение в среде только на основе анализа спада давления после остановки закачки рабочей жидкости в трещину. Но здесь возникает множество проблем, одна из которых заключается в обработке кривой давления, где момент закрытия трещины зачастую достаточно непросто определяется (момент закрытия соответствует значению минимального напряжения) [8-11]. Другая проблема состоит в том, что метод не работает если утечки в пласт малы или их совсем нет [12]. Правда она решается, например, технологией обратного потока жидкости [13,14]. К существенному недостатку также можно отнести то, что ГРП не дает понимания как направлено минимальное напряжение в пространстве. Если гидроразрыв использовать для определения максимального напряжения, то как и в случае с деформационными методами, появляется зависимость метода от локальных свойств среды, а также требуется информация о прочности породы [9].

В данной работе развивается метод оценки напряженного состояния среды на основе технологии ГРП. В работе [15] был предложен метод определения напряжений в среде по давлению распространения трещин ГРП, выполняемых вблизи полости на различном расстоянии от неё. Показано в каких случаях и с какой точностью он работает. В данной статье подробно рассматриваются некоторые аспекты предложенного метода. А именно будет показано как на основе анализа соотношений между кривыми давления можно получить информацию о распределении напряжений в среде.

Метод оценки напряженного состояния

Рассмотрим цилиндрическую полость радиуса R и начальную трещину, расположенную от неё на расстоянии d (рис. 1). Будем считать, что среда является

однородной, упругой. Моделирование распространения трещины ГРП в квазистатическом приближение будем проводить на основе численного метода расширенных конечных элементов [16]. Подробная методика такого подхода описана в работах [17,18].

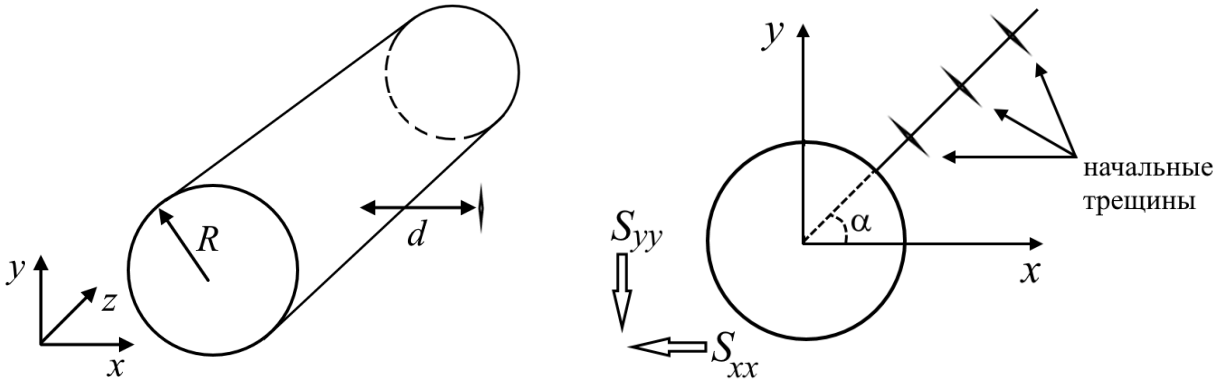


Рис. 1. Цилиндрическая полость радиуса *R* вместе с начальной трещиной гидроразрыва, расположенной на расстоянии *d* от неё: а) трехмерный вид, б) вид в плоскости xy с тремя начальными трещинами, расположенными на различном расстоянии от полости.

В работе [19] показано, что при определенных условиях трещины ГРП могут развиваться вдоль полости. В этих случаях на давление распространения существенное влияние будут оказывать радиальные напряжения, возникающие вследствие разгрузки среды. Поэтому анализируя давления распространения возможно получать информацию о напряженном состоянии среды. Далее покажем, как это можно делать.

Введем следующее отношение:

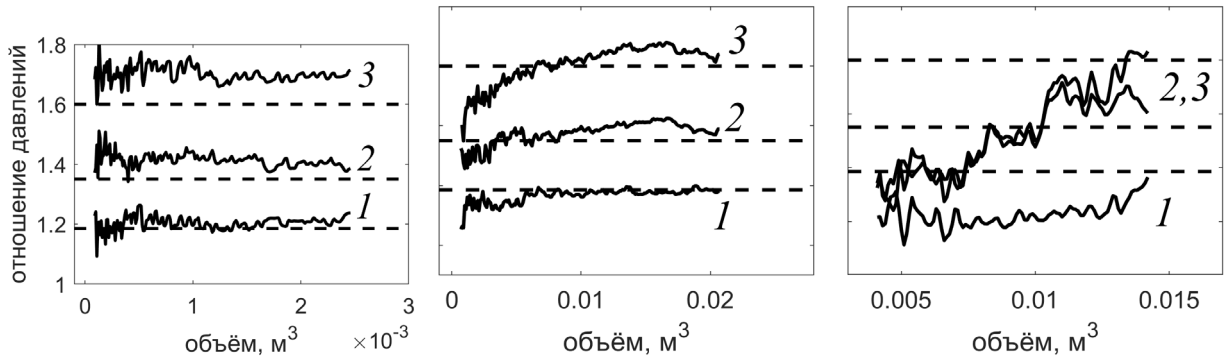
$$K(\alpha,V,d_1,d_2)=\frac{p(\alpha,V,d_1)}{p(\alpha,V,d_2)}. \qquad (1)$$

где $p(\alpha,V,d_1)$ и $p(\alpha,V,d_2)$ давления распространения гидроразрывов, выполненных на расстоянии d_1 и d_2 от полости под углом α к горизонтальной оси при объеме закаченной жидкости V (см. рис. 1а). По аналогии введем второе отношение:

$$W(d_1,d_2)=\frac{\sigma_{rr}(d_1)}{\sigma_{rr}(d_2)}. \qquad (2)$$

где $\sigma_{rr}(d_1)$ и $\sigma_{rr}(d_2)$ радиальные напряжения на расстоянии d_1 и d_2 от полости, полученные в результате решения задачи Кирша для кругового отверстия.

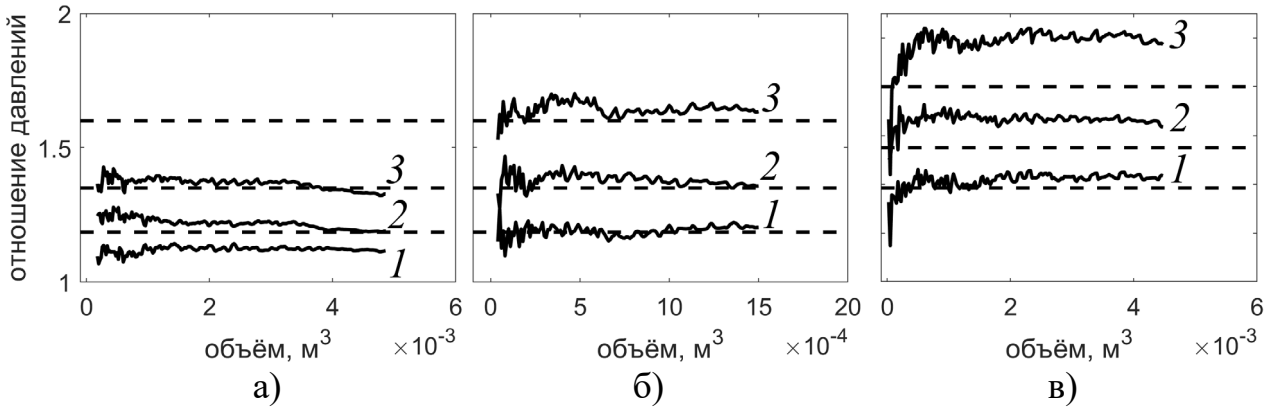
Вначале рассмотрим вариант, когда гидроразрыв выполняется на расстояние *R/2*, *R*, *2R* от полости, а в среде действует напряжение всестороннего сжатия $H=S_{xx}=S_{yy}=S_{zz}$. На рисунке 2 показаны отношения давлений $K(\alpha,V,2R,R)$, $K(\alpha,V,R,R/2)$, $K(\alpha,V,2R,R/2)$ для H=1 МПа и различной прочности материала на растяжение S_c равного 0.1, 1 и 10 МПа соответственно. Так как сжатие однородно, угол α в данном случае не важен и может быть любым. Пунктирной линией обозначено отношение радиальных напряжений $W(2R,R)$, $W(R,R/2)$ и $W(2R,R/2)$ из задачи Кирша. Как видно для S_c сравнимых или близких к напряжению сжатия в среде значения $K(\alpha,V,d_1,d_2)$ и $W(d_1,d_2)$ оказываются близкими к друг к другу. При высоких S_c разница между отношениями давлений $K(\alpha,V,R,R/2)$ и $K(\alpha,V,2R,R/2)$ практически отсутствует (кривые близко расположены друг к другу). В этом случае, как показано в работе [15], по кривым давления напряжения определить невозможно.



а) б) в)

Рис. 2. Отношения давлений распространения гидроразрывов, выполненных на расстоянии *R/2*, *R* и *2R* от полости при напряжении всестороннего сжатия в 1 МПа, модуле упругости в 10 ГПа и различной прочности материала на растяжение: а) 0.1 МПа, б) 1 МПа, в) 10 МПа. Сплошная линия *1* – отношение $K(\alpha,V,2R,R)$, *2* – $K(\alpha,V,R,R/2)$, *3* – $K(\alpha,V,2R,R/2)$. Пунктирная линия соответствует отношениям радиальных напряжений из задачи Кирша на расстояниях *R/2*, *R* и *2R* от полости.

При некоторых соотношениях между параметрами модели значения $K(\alpha,V,d_1,d_2)$ и $W(d_1,d_2)$ могут сильно различаться. На рис. 3 изображены примеры, когда $K(\alpha,V,d_1,d_2)$ значительно ниже (рис. 3а), практически совпадает (рис. 3б) и превышает (рис. 3в) величину $W(d_1,d_2)$. При этом во всех случаях использовалось однородное всесторонне сжатие среды. Поэтому ориентироваться на отношения давлений с целью получения информации о напряженном состоянии нельзя.



а) б) в)

Рис. 3. Отношения давлений распространения гидроразрывов, выполненных на расстоянии *R/2*, *R* и *2R* от полости при модуле упругости 10 ГПа и различном сжатие среды и прочности материала на растяжение: а) сжатие 0.25 МПа, прочность 0.25 МПа; б) сжатие 0.5 МПа, прочность 0.1 Мпа; в) сжатие 10 МПа, прочность 0.1 МПа. Сплошная линия *1* – $K(\alpha,V,2R,R)$, *2* – $K(\alpha,V,R,R/2)$, *3* – $K(\alpha,V,2R,R/2)$. Пунктирная линия соответствует отношениям радиальных напряжений из задачи Кирша на расстояниях *R/2*, *R* и *2R* от полости.

В процессе анализа кривых было замечено, что несмотря на изменение значений $K(\alpha,V,2R,R)$, $K(\alpha,V,R,R/2)$ и $K(\alpha,V,2R,R/2)$ в зависимости от параметров модели, соотношения между ними сохраняется. Вследствие этого в рассмотрение было введено следующее отношение:

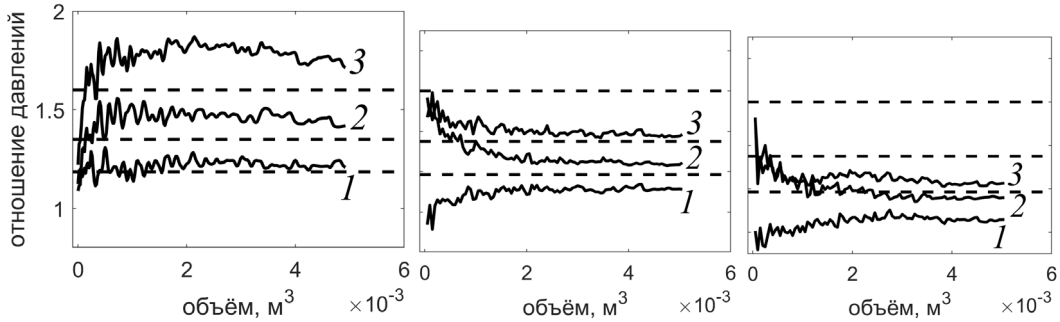
$$M\left(\alpha,V,d_1,d_2,d_3\right)=\frac{K(\alpha,V,d_3,d_1)-K(\alpha,V,d_2,d_1)}{K(\alpha,V,d_2,d_1)-K(\alpha,V,d_3,d_2)} \qquad (3)$$

где d_1, d_2, d_3 – расстояния между полостью и начальной трещиной ГРП в порядке увеличения. На практике оказалось удобным брать среднее значение *M* по всему объему закаченной жидкости, которое обозначим $\overline{M}\left(\alpha,d_1,d_2,d_3\right)$. Если рассчитать $\overline{M}$ для примера выше, то получим значения 1.57, 1.41, 1.22 соответственно. Аналогичный параметр *M* для радиальным напряжений из задачи Кирша вокруг кругового отверстия при однородном поле сжатия среды равен 1.52 (в формулу (3) на место $K(\alpha,V,d_1,d_2)$ необходимо подставить $W(d_1,d_2)$). Обработка результатов численных экспериментов показала, что при различном однородном сжатии среды, модуле упругости и прочности породы сравнимой или меньше величины сжатия, значение $\overline{M}$ находится в диапазоне от 1.22 до 1.6. Увеличение S_c приводит к понижению $\overline{M}$. Таким образом, можно сказать, что если значение $\overline{M}$ для различных α лежит от 1.2 до 1.6, то напряженное состояние среды близко к однородному сжатию.

Далее рассмотрим неоднородное поле напряжений, компоненты которого определяются значениями S_{xx}, S_{yy} и S_{zz} (напряжения, действующие вдоль каждой из осей координат (см. рис. 1)). Пусть S_{xx} будет минимальным напряжением, а S_{yy} и S_{zz} равны. Прочность породы возьмём ниже или сравнимой со значениями S_{xx},

S_{yy} и S_{zz}. Как показано в работе [19], в таком случае трещина ГРП не будет выходить на поверхность полости (за исключением низких значений компонент поля напряжения). Тогда параметр $\bar{M}$ можно использовать для поиска для поиска направления действия минимального напряжения. Например, возьмём S_{xx}=1.5 МПа, S_{yy} =3 МПа, S_{zz} = 3 МПа, S_c=1 МПа, E=100 ГПа. Значение параметра $\bar{M}(\alpha, R/2, R, 2R)$ при α равным 0, 45 и 90 градусов будут равны 0.34, 1.27 и 2.41 соответственно. Если увеличить S_{xx} до 2.25 МПа, то $\bar{M}(\alpha, R/2, R, 2R)$ будет равен 0.93, 1.31 и 1.9. Таким образом параметр, определяемый формулой (3), принимает наименьшее значение в направлении минимального напряжения, а максимальное в направлении максимального.

Более того, по $\bar{M}$ возможно оценить степень неоднородности напряжений. Пусть прочность материала на растяжение S_c =1 МПа, S_{yy}=S_{zz}=3 МПа, а S_{xx} равно 3, 2.25 и 1.5 МПа. Тогда для гидроразрывов, выполненных в направлении действия минимального напряжения на расстояниях *R/2*, *R* и *2R* от полости значение параметра $\bar{M}(0, R/2, R, 2R)$ (в данном случае при нулевом угле α), будет равно 1.49, 0.93, 0.39 соответственно. Т.е. при уменьшении минимального напряжения происходит уменьшение $\bar{M}$. Это происходит из-за того, что разница между отношениями давлений начинает уменьшаться, наиболее сильно между $K(0, V, R, R/2)$ и $K(0, V, 2R, R/2)$. На рис. 4 изображены отношения между напряжениями $K(0, V, d_1, d_2)$ для различных S_{xx} при фиксированных S_{yy} и S_{zz}, где это наглядно видно. Дополнительно рассмотрим еще один набор параметров: S_c=0.1 МПа, E=10 ГПа, S_{yy}=S_{zz}=1 Мпа. Тогда для S_{xx} равного 0.33, 0.5, 0.75, и 1 МПа значения $\bar{M}$ будут равны 0.12, 0.226, 1.05, 1.42 соответственно. Таким образом можно сделать вывод, что уменьшение параметра $\bar{M}$ приводит к росту степени неоднородности поля напряжений при низких значениях прочности материала по сравнению со значениями напряжений.



а) б) в)

Рис. 4. Отношения давлений распространения гидроразрывов, выполненных на расстоянии *R/2*, *R* и *2R* от полости при модуле упругости 100 Гпа, прочности материала на растяжение 1 МПа, S_{yy}=S_{zz}=3 МПа и различном S_{xx}: а) 3 МПа, а) 2.25 МПа; а) 1.5 МПа. Сплошная линия *1* – $K(\alpha, V, 2R, R)$, *2* – $K(\alpha, V, R, R/2)$, *3* – $K(\alpha, V, 2R, R/2)$. Пунктирная линия соответствует отношениям радиальных напряжений из задачи Кирша на расстояниях *R/2, R* и *2R* от полости.

Выводы

В работе были исследованы возможности оценки напряженного состояния среды по давлению распространения трещин гидроразрывов, выполняемых вблизи цилиндрической полости на различном расстоянии от неё. Показано, что анализируя давления распространения можно:

- найти направление минимального и максимального напряжения, которые действуют в плоскости перпендикулярной оси цилиндрической полости;
- оценить соотношение между максимальным и минимальным напряжением, которые действуют в плоскости перпендикулярной оси цилиндрической полости.

Благодарности

Работа выполнена в рамках проекта НИР (номер государственной регистрации 121052500138-4, код (шифр) научной темы FWNZ-2021-0001).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Зубков А. В., Феклистов, Ю. Г., Липин, Я. И., Худяков, С. В., Криницын, Р. В. Деформационные методы определения напряженного состояния пород на объектах недропользования // Проблемы недропользования. – 2016. – № 4 (11) . – С. 41-49.

2. Сентябов С. В., Карамнов Д. В. Методы определения первоначальных напряжений массива горных пород натурными измерениями // Проблемы недропользования. – 2023. – № 1 (36). – С. 54-63.

3. Amadei B., Stephansson O. Rock stress and its measurement // Springer Science & Business Media. – 2012

4. Zheng, M., Li, S., Xu, H., Liang, Z., & Lu, X. Investigation of the rock failure effect on overcoring stress relief test in deep hard rock // Bulletin of Engineering Geology and the Environment. – 2023. – Т. 82. – №. 9. – С. 353.

5. Yuqiao Q., Hua T., Zhenjun W. Application of the Modified Borehole Wall Stress Relief Method in Deep Vertical Boreholes // International Journal of Geomechanics. – 2024. – Т. 24. – №. 8. – С. 04024151.

6. Зубков А. В. Геомеханика и геотехнология. Екатеринбург: ИГД УрО РАН, 2001.

7. Барышников В. Д., Качальский В. Г. Автоматизированный измерительный комплекс приборов для определения напряжений в массиве горных пород методом параллельных скважин //Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2010. – №. 3. – С. 115-119.

8. Lakirouhani A., Detournay E., Bunger A. P. A reassessment of in situ stress determination by hydraulic fracturing //Geophysical Journal International. – 2016. – Т. 205. – №. 3. – С. 1859-1873.

9. Lakirouhani A., Jolfaei S. Hydraulic fracturing breakdown pressure and prediction of maximum horizontal in situ stress //Advances in Civil Engineering. – 2023. – Т. 2023. – №. 1. – С. 8180702.

10. Piao, S., Huang, S., Wang, Q., & Ma, B. Experimental and numerical study of measuring in-situ stress in horizontal borehole by hydraulic fracturing method //Tunnelling and Underground Space Technology. – 2023. – Т. 141. – С. 105363.

11. Li, P., Cai, M., Miao, S., Li, Y., Sun, L., Wang, J., & Gorjian, M. Comparison and evaluation of overcoring and hydraulic fracturing stress measurements // Scientific Reports. – 2024. – Т. 14. – №. 1. – С. 8771.

12. Jung, H., Sharma, M. M., Cramer, D. D., Oakes, S., McClure, M. W. Re-examining interpretations of non-ideal behavior during diagnostic fracture injection tests //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Т. 145. – С. 114-136.

13. Plahn S. V. Nolte, K. G., Thompson, L. G., & Miska, S. A quantitative investigation of the fracture pump-in/flowback test //SPE Production & facilities. – 1997. – Т. 12. – №. 01. – С. 20-27.

14. Raaen, A. M., Skomedal, E., Kjørholt, H., Markestad, P., & Økland, D. Stress determination from hydraulic fracturing tests: the system stiffness approach // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2001. – Т. 38. – №. 4. – С. 529-541.

15. Азаров А.В., Сердюков С.В. Определение напряжений в массиве горных пород по давлению распространения трещин гидроразрыва в окрестности цилиндрической выработки // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2025. – №. 1. – С. 17-33.

16. Belytschko T. et al. Dynamic crack propagation based on loss of hyperbolicity and a new discontinuous enrichment //International journal for numerical methods in engineering. – 2003. – Т. 58. – №. 12. – С. 1873-1905.

17. Azarov A., Patutin A., Serdyukov S. Hydraulic fracture propagation near the cavity in a poroelastic media //Applied Sciences. – 2021. – Т. 11. – №. 22. – С. 11004.

18. Serdyukov S. V. et al. Shapes of Hydraulic Fractures in the Neighborhood of Cylindrical Cavity //Journal of Mining Science. – 2021. – Т. 57. – №. 6. – С. 943-954.

19. Azarov A. V., Serdyukov S. V. Modeling Hydraulic Fracturing near Circular Underground Opening in Triaxial Compression //Journal of Mining Science. – 2023. – Т. 59. – №. 5. – С. 749-762.

© А. В. Азаров, С. В. Сердюков, 2025

УДК 622.233.
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-153-159

С. Е. Алексеев[1]✉, Б. Кубанычбек

Оборудование для бурения анкерных скважин

[1]Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт горного дела им. Н. А. Чинакала» СО РАН, г. Новосибирск, Российская Федерация.
e-mail: Alex@misd.ru

Аннотация. Описано назначения анкерных скважин, их особенности. Показаны требования к технике лая реализации проходки таких скважин. Представлена принципиальная схема погружного пневмоударника для комбинированного вращательно-ударного способа бурения анкерных скважин. Представлено оборудование для проведения исследований. Показан эксперементальный образец пневмоуданика и даны результаты его исследований на экспериментальной базе «Зеленая горка». Приведены данные проверки пневмоударника в производственных условиях.

Ключевые слова: анкерная скважина, ударник, энергия удара, способ бурения, станок, инструмент, порода

S. E. Alekseev[1]✉, B. Kubanychbek

Roof bolt hole drilling equipment

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: Alex@misd.ru

Abstract: The purpose and specifics of roof bolt holes are described. The requirements for the drilling equipment for such holes are indicated. The action chart of an air-powered down-the-hole-hammer for the combination rotary percussive drilling of roof bolt holes is introduced. The experimentation equipment is presented. The experimental model of DTH and its test data obtained at the Zelenaya Gorka testing ground are described. The production field checkout data of the DTH model are discussed.

Keywords: roof bolt hole, down-the-hole hammer, impact energy, drilling method, drill rig, tool, rock

Введение

Бурение анкерных скважин является распространённым способом в горном деле и в строительстве. Этот тип бурения применяется в угольных шахтах, а также для укрепления котлованов, берегов и горных пород, при строительстве железных дорог, для установки телевизионных мачт и сотовых вышек, расширении горных дорог и строительстве фундаментов под уже существующие [1-3].

Бурение анкерных скважин в угольных шахтах обычно осуществляется вращательным способом бурения. Однако, у данного способа весьма узкий диапазон использования, он применим при достаточно мягкой породе. При встрече с прослойкой более крепкой породы бурение затруднительно либо невозможно.

Напрашивается использование ударного импульса, как добавка к усилиям резания [4].

В таком случае речь идет о комбинированном вращательно-ударном способе бурения. Погружной пневмоударник, расположенный непосредственно у забоя скважины, обладает наилучшей передачей энергии удара на забой, а отработанный энергоноситель служит для очистки забоя от бурового шлама и выноса его из скважины. Скорость бурения практически не зависит от глубины скважины [5]. Для установки анкеров используются преимущественно скважины малого диаметра.

Создание пневмоударника для бурения скважин малого диаметра является достаточно сложной технической задачей ввиду того, что диаметр скважины жестко лимитирует поперечные габариты погружного пневмоударника и ограничивает возможности образования рабочих площадей ударника необходимой величины. Предъявляются повышенные требования к надежности машины. Это касается в основном стойкости ударных деталей пневоударника – ударника и коронки. Ударник не должен быть ослаблен какими-либо внутренними каналами [6,7].

Объект исследования

В Институте горного дела СО РАН проводится поиск схем пневмоударников для анкерного бурения.

Предложена схема погружного пневмоударника (рис. 1), обладающая необходимыми качествами [8].

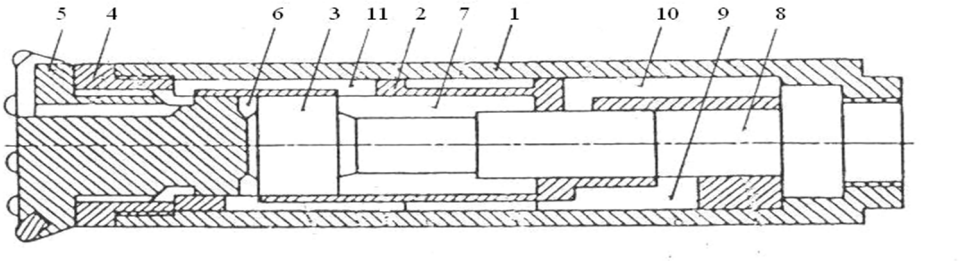


Рис. 1. Пневмоударник с ударником без внутренних каналов
1 – цилиндр; 2 – передняя гильза; 3 – ударник; 4 – шлицевая гайка; 5 - коронка; 6 – камера холостого хода; 7 – камера рабочего хода переменного давления; 8 – камера рабочего хода постоянного давления; 9 – питающий канал для камеры холостого хода; 10 – питающий канал для камеры рабочего хода переменного давления; 11 – выхлопной канал.

Сжатый воздух через камеру 8, канал 9 поступает в камеру холостого хода 6. Сжатого воздуха воздействует на рабочую площадь ударника 3 со стороны этой камеры, осуществляется холостой ход ударника. При движении на холостом ходу проточка хвостовика ударника открывает питающий канал 10 – осуществляется впуск сжатого воздуха в камеру 7 рабочего хода переменного давления. Под действием разницы сил со стороны камеры холостого хода 6 и камер

7 и 8 рабочего хода ударник совершает возвратно-поступательное движение, нанося в конце каждого цикла удар по торцу коронки 5. Выхлоп воздуха из камер 6 и 7 осуществляется через выхлопной канал 11 на забой скважины.

Хорошую износостойкость посадочных поверхностей обеспечивает закрытый тип пневмоударника, а также хорошую очистку забоя скважины от бурового шлама, предотвращая его пере измельчение. Соударение ударника с буровой коронкой по центру улучшает передачу энергии удара за счет уменьшения поперечных колебаний, и снижает напряжения в соударяющихся деталях из-за более равномерного распределения ударной нагрузки по их сечениям. Беззолотниковое воздухораспределение и простота конструкции обеспечивает надежную работу пневмоударника. Это дает возможность увеличивать энергетические параметры пневмоударника без особого риска поломки соударяющихся деталей.

Важно, что ударник не имеет внутренних каналов ввиду того, что он расположен в полости охватывающей его гильзы и все необходимые воздухораспределительные каналы выполнены в ее стенках. Наличие гильзы уменьшает степень использования поперечного сечения полости корпуса для образования рабочих площадей ударника. Повышение энергетических параметров конструкций, выполненных по данной схеме, возможно в основном за счет увеличения рабочего давления. Поэтому наиболее эффективное использование данной схемы будет при проектировании машины для работы на достаточно высоком давлении энергоносителя [9,10].

По данной схеме был изготовлен экспериментальный образец пневмоударника (рис. 2).

Рис. 2. Образец пневмоударника АШ45А.

Оборудование для исследования

В ИГД СО РАН создан комплекс оборудования, обеспечивающий бурение скважин диаметром 43-46 мм в крепких породах методом вращательно-ударного бурения.

Техническая характеристика бурового комплекса

Глубина бурения, м	до 100
Диаметр скважины, мм	43-46
Крепость горного массива, ед. (по Протодьяконову М.М.)	до 14
Станок СБП	
Привод вращателя – мотор пневматический	MRVo50B51180ФО
Мощность привода, квт	3,6

Скорость вращения, об/мин	2500
Скорость вращения штанги, об/мин	250
Крутящий момент на штанге, Нм	163
Усилие подачи, Н	7500
Рабочее давление воздуха, МПа	0.6
Управление процессом бурения	ручное
Масса станка без штанг и пульта управления, кг	90

В качестве вращателя и податчика бурового става на забой в комплексе используется буровой станок СБП (рис.3), а ударные импульсы обеспечиваются пневмоударником АШ-45А, оснащенным резцом породным БИ-746.

Комплекс испытывался на натурном стенде, расположенном на территории экспериментальной базы ИГД СО РАН «Зеленая горка». В процессе испытаний бурились скважины диаметром 46 мм в породах различной крепости. Испытаниями выявлено, что скорость бурения, полученная в ходе проведения экспериментальных работ, превышает значение скорости, определенной в результате аналитического решения задачи. Это объясняется тем, что разрушение горного массива при вращательно–ударном способе бурения происходит как от динамического воздействия на него буровым инструментом, так и вращательного резания. При этом, в результате удара лезвия бурового инструмента не только внедряются в массив на соответствующую глубину, но и способствуют возникновению в нем микротрещин, нарушающих целостность структуры массива и уменьшая его допускаемое напряжение на сжатие, что облегчает дальнейший процесс разрушения массива уже методом вращательного резания [11].

Рис.3. Станок буровой СБП на испытательной площадке

Результаты исследований

Методом съемки осциллограмм давлений в рабочих камерах пневмоударника и дальнейшей их обработкой по известной методики [12] были определены параметры пневмоударника.

Техническая характеристика

Диаметр буримой скважины, мм	-	45
Рабочее давление, МПа	-	о,6
Глубина скважин, м	-	20 и более
Диаметр корпуса пневмоударника, мм	-	40
Длина пневмоударника, мм	-	737
Энергия единичного удара, Дж	-	12
Частота ударов, $с^{-1}$	-	21
Ударная мощность, Вт	-	252
Расход воздуха, $м^3$/мин	-	0.45

Пробное бурение на бетонном блоке показало, что скорость бурения с пневмоударником в 1,5 раза выше чем скорость бурения той же коронкой вращательным способом.

Проверка в производственных условиях

Пневмоударник АШ45А прошел испытания на шахте" УК Анжерская Южная" (рис. 4). Работа проводилась совместно с сотрудниками ИУУ СО РАН.

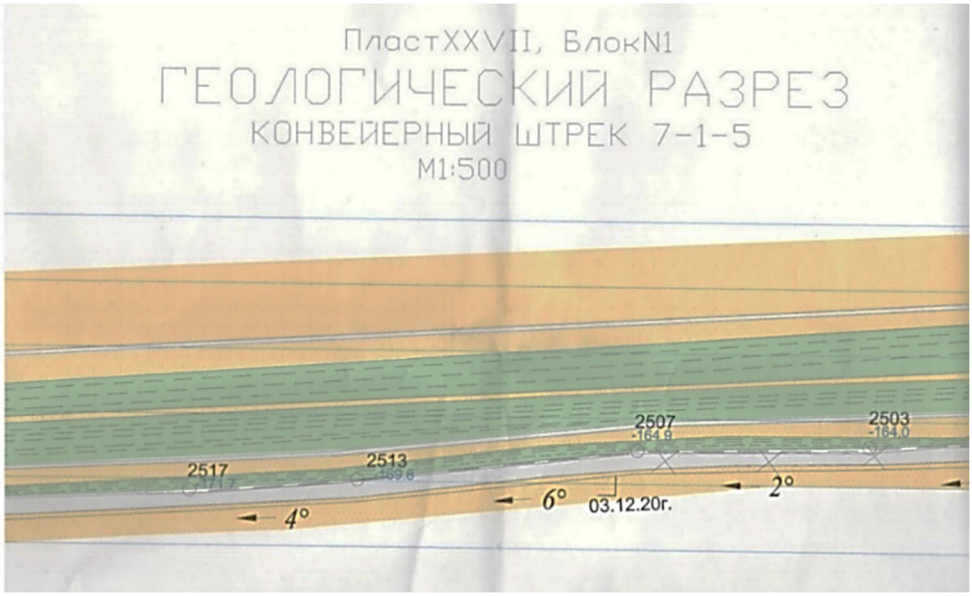


Рис.4. Пласт XXVII, блок №1, геологический разрез, конвейерный штрек 7-1-5

Бурили станком СБР (станок буровой ручной) (рис. 5). Бурились скважины диаметром 46 мм. глубиной 15 м.

По результатам хронометража за 167 мин пробурено 15,6 м, т.е. скорость бурения 0,093 м/мин с учетом износа и замены серийной коронки БИ 741. Опытные бурильщики положительно оценили работу бурового станка в сочетании с пневмоударником АШ45А, отметили значительное повышение производительности бурения (1,5 раза) и самое главное не «опрокидывается» буровая машина, тем самым создана более комфортная рабочая среда бурильщикам.

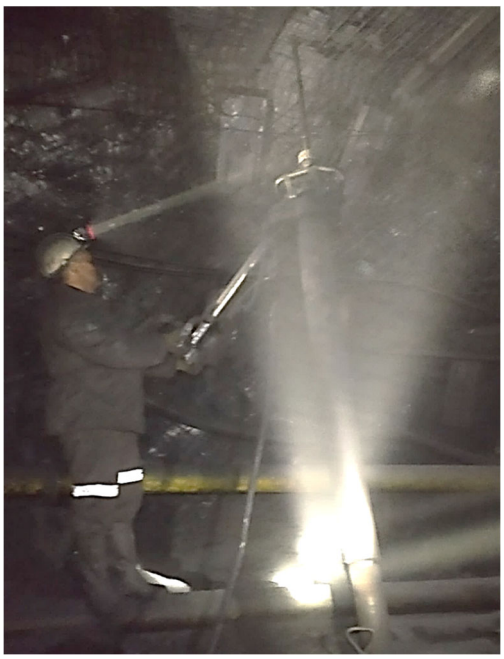


Рис.5. Испытания пневмоударника АШ 45А на станке СБР

Выводы

1. Разработка техники для комбинированного вращательно-ударного способа бурения соответствует потребностям производства, позволяет расширить возможности имеющего оборудования. Для проходки анкерных скважин требуется создание бурового инструмента сверх малого диаметра, что составляет специфику данной работы.

2. Используя оборудование вращательного бурения необходимо создавать условия для работы погружного пневмоударники, вносить новые элементы в конструкцию. Результаты промышленных испытаний показали перспективность использования пневмоударника АШ45А.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Клишин В.И. Развитие бурового оборудования для угольных шахт / Клишин В.И. и др. // В сб. Фундаментальные проблемы формирования техногенной геосреды. Труды конференции. Новосибирск. 2007.

2. Кондратенко А.С. Перспективы направленного бурения прочных горных пород / Кондратенко А.С., Тимонин В.В., Патутин А.В. //ФТПРПИ. – 2016. - № 1. с. 124 – 131

3 Абраменков Э.Д., Абраменков Д.Э. Пневматические механизмы машин ударного действия. Новосибирск. Издательство Новосибирского университета. 1993.

4. Медведев И.Ф. Режимы бурения и выбор буровых машин. Москва. Недра. 1968.

5. Клишин В.И., Кокоулин Д.И., Фокин Ю.С., Репин А.А. Развитие бурового оборудования для угольных шахт. В сб. Фундаментальные проблемы формирования техногенной геосреды. Труды конференции. Новосибирск. 2007.

.6. Алексеев С.Е. Создание малогабаритного погружного пневмоударника для проходки исследовательских скважин / Алексеев С.Е., Тимонин В.В., Кокоулин Д.И., Шахторин И.О., Кубанычбек Б. // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. – 2015. - № 2.

7. Суднишников Б.В., Есин Н.Н., Тупицын К.К. Исследование и конструирование пневматических машин ударного действия. – Новосибирск.: Наука, 1985.

8. Пат. РФ № 2311521. Погружной пневмоударник /А.А. Репин и др. Опубл. 27.11.2007. Бюл. № 33

9. Репин А.А., Алексеев С.Е. Создание пневмоударников для работы на повышенном давлении энергоносителя // Фундаментальные проблемы формирования техногенной геосреды. Т. III. Машиноведение. – Новосибирск: ИГД СО РАН, 2010. –С.61-70.

10.. Тимонин В.В., Алексеев С.Е., Кокоулин Д.И. Испытания импортозамещающих погружных пневмоударников высокого давления. / Международная научная конференция ИНТЕРЭКСПО ГЕО – СИБИРЬ – 2019, т 2 № 5, Новосибирск, 2019 С. 57 -66.

11 В.А. Еременко, В.Н. Карпов, В.В. Тимонин, Н.Г. Барнов, И.О. Шахторин. Основные направления развития бурового оборудования для системы разработки с этажным принудительным обрушением руды – ФТПРПИ. - № 6. – 2015.

12. Есин Н.Н. Методика исследования и доводки пневматических молотков. Новосибирск. Редакционно-издательский отдел Сибирского отделения АН СССР. 1965.

© С. Е. Алексеев, Б. Кубанычбек, 2025

УДК 621.22+622.2+622.231
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-160-166

Л. В. Городилов[1,2]✉

Имитационная модель процесса отбойки породного слоя инструментом гидроударного устройства

[1] Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
[2] Сибирский государственный университет водного транспорта,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: gor@misd.ru

Аннотация. Разработана имитационная модель процесса отбойки породного слоя инструментом гидравлического ударного устройства (ГУ). Модель ГУ позволяет устанавливать без ограничений его энергетические характеристики: энергию и частоту ударов. Процесс внедрения инструмента в породный массив после удара бойка и сообщения ему начальной скорости моделировали элементом с сухим трением, вследствие которого происходило его торможение и остановка. Процесс образования трещины и скола породы происходил после нескольких ударов и внедрения инструмента на заданную глубину. Вследствие этого после очередного удара происходило продвижение ГУ на глубину, в разы превышающую глубину после одного удара. В качестве примера приводятся теоретические осциллограммы координат корпуса, бойка и инструмента для разных параметров ГУ.

Ключевые слова: гидроударное устройство, корпус, боек, инструмент, породный слой, энергия и частота ударов

L. V. Gorodilov[1,2]✉

Simulation model of the rock layer breaking with a hydraulic impact device tool

[1]Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences,
Novosibirsk, Russian Federation
[2]Siberian State University of Water Transport, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: gor@misd.ru

Abstract. A simulation model of the rock layer stripping process using a hydraulic impact device (HD) has been developed. The HD model allows you to set its energy characteristics without restrictions: energy and frequency of impacts. The process of embedding the tool into the rock mass after the impact of the striker and informing it of the initial velocity was modeled by an element with dry friction, as a result of which it was tormented and stopped. The process of crack formation and rock chipping occurred after several impacts and the insertion of the tool to a predetermined depth. As a result, after the next impact, the HD advanced to a depth several times greater than the depth after one impact. As an example, the theoretical oscillograms of the coordinates of the body, striker and tool for different parameters of the hydraulic impact device are given.

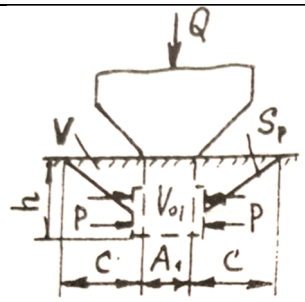
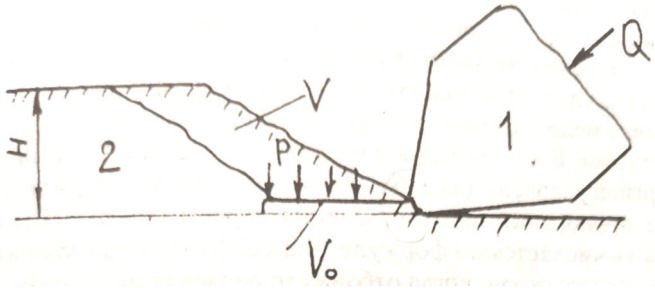
Keywords: hydrohammer, case, piston, tool, rock layer, energy and frequency of impacts

Введение

При работе навесного гидромолота или системы гидромолотов активного ковша экскаватора предполагается, что разрушение породы происходить по-

слойно [1]. При этом в случае реализации эффективной схемы отбойки происходить скол больших кусков породы после одного или нескольких актов ударного взаимодействия инструмента с породным массивом. Количество ударов до скола зависит как от физико-механических свойств породного массива и геометрии внедрения инструмента, так и от параметров гидроударного устройства (ГУ), действующей на него со стороны базовой машины внешней силы. Система, реализующая ударное воздействие на породный массив, включает следующую цепочку: базовая машина с маслостанцией – навесное оборудование с гидроцилиндрами – корпус ГУ – боек ГУ – инструмент ГУ – породный массив. Энергоноситель – жидкость - приводит в движение навесное оборудование с гидроцилиндрами и подает корпус с инструментом к забою, после поджатия инструмента к поверхности породы происходит подача жидкости к гидросистеме ГУ и начинается его циклическая работа с ударами бойка по инструменту и внедрению инструмента в породу. При работе корпус ударного устройства поджимается к инструменту внешней силой (гидроцилиндром), боек после каждого цикла производит удар по инструменту, инструмент разрушает породу и сдвигается в направление массива, корпус должен тоже во время очередного цикла ГУ переместится в направлении массива за инструментом, догнать его и прижать к массиву.

На рис. 1 представлены возможные схемы отбойки породы клиновидным ударным инструментом – долотом: «выкола» и «скола» [2]. При «выколе» долото направлено перпендикулярно поверхности и процесс разрушения породы происходит в наиболее неблагоприятных условиях: объем породы V_{O1} под инструментом сжимается в направлении силы Q и расширяется в перпендикулярном направлении, при этом производится отбойка объема V (рис. 1а). При отбойке «сколом» инструмент устанавливается на новую поверхность, под некоторым углом к ней, при этом расстояние между старой и новой поверхностями составляет величину H». В массиве при ударе создается ядро уплотнения V_O, внедрение долота в породу происходит под углом к поверхности, что создает благоприятные условия для трещинообразования и отбойки породы.

а	б
	

Q – энергия удара, V_{O1} и V_O – ядро уплотнения породы под инструментом, V – объем отбитой породы

Рис. 1 – Схемы отбойки породы ударом на «выкол» (а) и скол (б)

Рассматривая ударное разрушение и отбойку породного слоя массива как серию ударов, в [2] замечают, что «при одной и той же энергии удара Q отбойка может производится как сколом, так и выколом в зависимости от расстояния H до второй поверхности (рис. 1б): максимальная эффективность скола достигается при оптимальной толщине стружки (слоя), а эффективность выкола от расстояния до свободной поверхности не зависит, поскольку граничные условия отбойки в этом случае сохраняются постоянными, поскольку отбойка ведется на одну и ту же поверхность. При уменьшении по сравнению с оптимальной эффективность отбойки уменьшается, при увеличении толщины стружки больше, чем оптимальная, эффективность отбойки также снижается и при некоторой толщине стружки (слоя) режим отбойки сколом переходит на выкол». Очевидно, что толщина отбиваемого слоя и режим разрушения зависит от угла, под которым инструмент внедряется в породу.

Таким образом процесс ударной отбойки зависит от параметров применяемого оборудования, свойств породного массива и условий взаимодействия ударной системы (боек-инструмент) оборудования с породным массивом. Для эффективного и оптимального применения ударного разрушения в каждом конкретном необходимо правильно подбирать параметры навесного оборудования базовой машины, параметры гидроударного устройства, параметры ударной системы в зависимости от свойств породного массива. Следует учитывать, что не всегда возможно и целесообразно выбирать параметры оборудования таким образом, чтобы откол происходил оптимальным образом: один удар под уступ и скол слоя породы.

В связи с этим представляется целесообразным изучения процесса послойной ударной отбойки, разработки имитационной модели, включающей базовую машину с навесным оборудованием, гидроударное устройства и систему «корпус ГУ – боек – инструмент – породный массив». Целью настоящей работы является начальный этап разработки такой имитационной модели.

Имитационная модель процесса ударной отбойки породного слоя гидроударным устройством

На рис. 2 представлена упрощенная расчетная схема процесса отбойки породного слоя, включающая базовую машину, гидроударное устройство (корпус и инструмент) и разрабатываемый забой. Рабочее оборудование (стрела, рукоять, цилиндры) исключены из рассмотрения и заменены силой F.

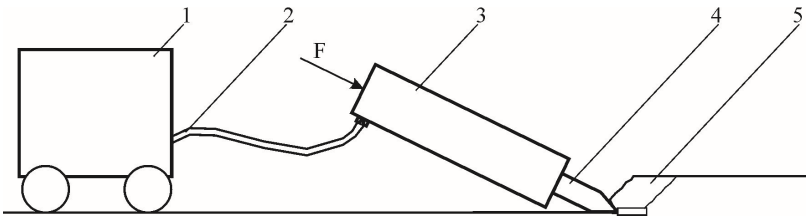


Рис. 2 – Расчетная схема процесса отбойки породного слоя гидроударным устройством. 1 – базовая машина с маслостанцией, 2 – рукава высокого давления, 3 – гидроударное устройство, 4 – инструмент, 5 - отбиваемая порода

На рис.3 представлена имитационная модель, построенная по представленной расчетной схеме, в которой выделены три устройства: маслостанция 1, гидросистема ГУ 2 и ударная система ГУ 3, элементы которых имеют моделируются сосредоточенными параметрами.

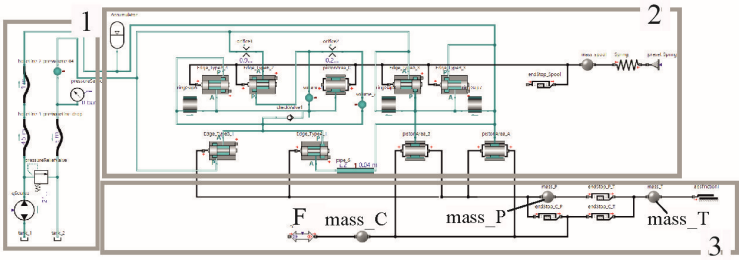


Рис. 3. Имитационная модель процесса отбойки породного слоя гидроударным устройством. 1 – маслостанцией, 2 – гидросистема ГУ, 3 – ударная система ГУ

Модель гидросистемы ГУ 2 описана в [3], она включает силовой цилиндр двухстороннего действия и золотниковый распределитель одностороннего действия с дроссельное управление, что позволяет изменять энергию удара EI практически независимо от частоты, частоту ударов f при этом можно изменять величиной подаваемого к ГУ расхода.

Ударная система ГУ включает три массы: корпус mass_C, боек mass_P и инструмент mass_T; mass_C и mass_P двигаются под действием сил, создаваемых жидкостью в гидроцилиндрах pistonArea_A и pistonArea_B. На их движение накладываются ограничения, которые моделируются элементами endStop_C_P, endStop_C_T, endStop_P_T и задают свободный ход масс относительно друг друга. Взаимодействие элементов между собой описывается уравнениями теории прямого центрального удара двух тел, скорость элементов после взаимодействия определяется коэффициента восстановления R.

Математическое описание разрушения породы при ее ударном взаимодействии с инструментом является сложной задачей, которая в принципе не решена до настоящего времени. Существуют некоторые гипотезы и теории, с помощью которых можно смоделировать этот процесс. Одна из них – энергетическая, в ней предполагается что количественные показатели разрушения (глубина и объем образуемой при ударе воронки) для каждой конкретной породы почти линейным образом зависят от энергии, сообщаемой инструменту. В этом случае динамику инструмента можно описать введением в его модель силы трения Fтр.

Так в опытах, проводившихся нами на блоке из мрамора [4] при схеме отбойки породы «выколом» установлено, что в достаточно широком диапазоне геометрических и динамических параметров бойка и клиновидного инструмента зависимость глубины внедрения инструмента h от энергии удара E_I определяется формулой

$$h \approx 2 \cdot 10^{-5} \cdot E_I, \text{ м.} \quad (1)$$

Таким образом, при действующей на инструмент силе трения, равной $5 \cdot 10^4$ Н и заданной скорости, он внедряется в породу при схеме отбойке «выколом» на глубину, определяемую формулой (1).

Второй этап отбойки заключается в определении условий, при которых происходит образование и отбойка крупных кусков – скол [2]. Этот этап требует дополнительного анализа и выходит за рамки текущего исследования. Поэтому мы здесь примем допущение, что откол происходит при внедрении инструмента в массив на величину, равную высоте уступа H (рис. 1б), при этом происходит скол породы и новая поверхность смещается также на величину H. В имитационной модели это вводится как отсутствие силы трения, тормозящей движение инструмента, на участках длиной H после внедрения инструмента под действием силы трения также на участке длиной H. Оговоримся, что предлагаемая схема в нашем случае не подтверждена количественно какими-либо экспериментальными или теоретическими исследованиями, но она физически кажется не противоречивой и во всяком случае может использоваться на начальном этапе тестирования имитационной модели.

Примеры расчета, их обсуждение

В расчетах принимали характеристики породы, соответствующие мрамору [4], силу трения на инструменте при внедрении «выколом» определяли из формулы (1). Глубину отрабатываемого уступа H принимали равной 0.05 м.

Для иллюстрации работы имитационной модели были произведены расчеты рабочих циклов гидроударных устройств с параметрами, представленных в таблице. Расход, подаваемый к ударным устройствам не изменялся и был равен 20 л/мин. Площади бойка со сторон рабочих камер устройств подбирали таким образом, чтобы давления в них в течение работы было примерно одинаковым.

Таблица

Параметры гидроударного устройства

№№	Сила F, действующая на корпус, Н	Масса бойка mass_P, кг	Масса корпуса mass_C, кг	Масса инструмента mass_T, кг	Объем аккумулятора, л
1	5000	5	25	5	0.075
2	6000	10	50	10	0.150

На рис. 4, 5 представлены результаты расчетов: теоретические осциллограммы характеристик рабочих циклов: координат x механических элементов mass_T; mass_C и mass_P, давлений pGas в аккумуляторе Accumulator, скорости v бойка и инструмента.

Как следует из полученных результатов, в рамках принятой модели отбойки, увеличение массы бойка и пропорционально масс корпуса и инструмента, объема аккумулятора и силы, действующей на корпус, примерно на 20% повы-

шает эффективность (величину отбитого слоя) процесса. При этом снижается предударная скорость и частота ударов.

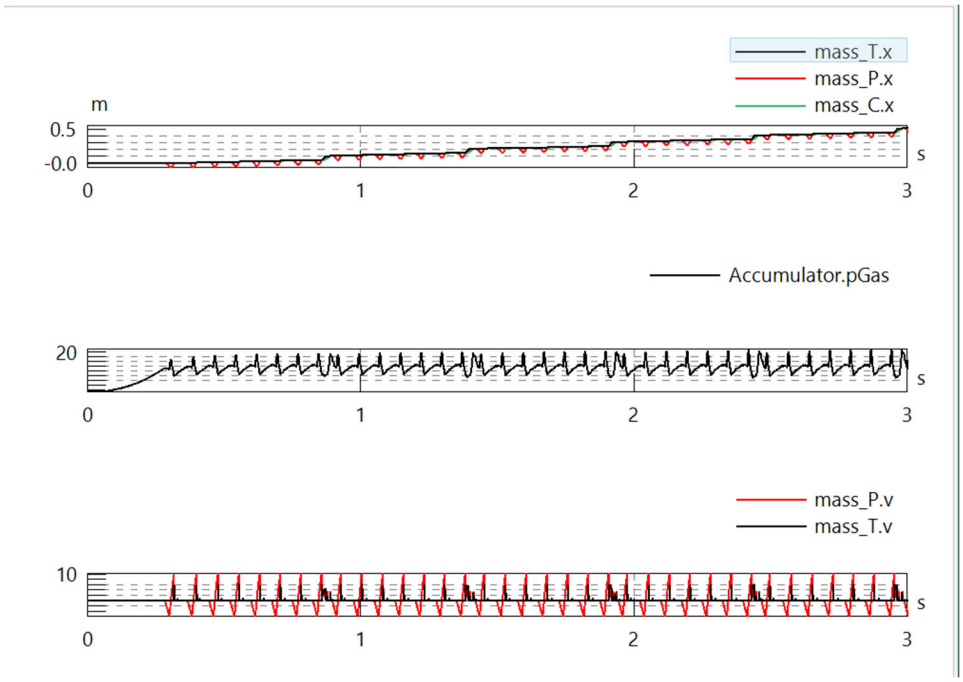


Рис. 4. - Теоретические осциллограммы характеристик рабочих циклов устройства 1: координат x элементов mass_T; mass_C и mass_P, давлений pGas в аккумуляторе Accumulator, скорости v бойка и инструмента

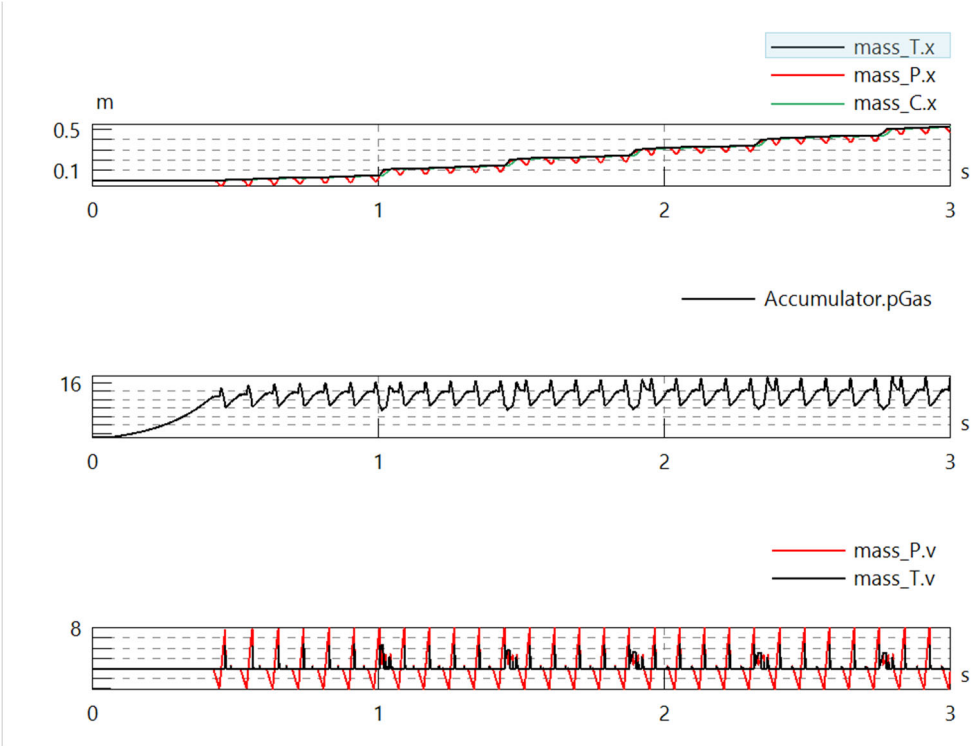


Рис. 5. - Теоретические осциллограммы характеристик рабочих циклов устройства 2

Заключение

Разработанная имитационная модель позволяет исследовать процесса отбойки породного слоя гидроударным устройством, изменять как параметры устройства и базовой машины, так и свойства породного массива.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Маттис, А. Р. Экскаваторы с ковшом активного действия : опыт создания, перспективы применения. – Новосибирск : Наука, Сиб. издат. фирма РАН, 1996. – 174 с.

2. Протасов, Ю. И. Разрушение горных породв. - Изд. 4-е, стер. - Москва: Горная кн. : Изд-во Московского гос. горного ун-та, 2009. - 453 с.

3. Gorodilov, L. V., Korovin, A. N., Kudryavtsev, V. G., Pershin, A. I. Structural Layout and Parameters of Hydroimpactors for End Effectors of Mining Machines // Journal of Mining Science, 2023, Vol. 59, No 1, pp. 82–90.

4. Городилов Л. В., Ефимов В. П., Кудрявцев В. Г.. Экспериментальное исследование разрушения мраморного блока при взаимодействии с ударной системой «боек-инструмент» // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. № 3, Т. 2, 2016, с. 44-50

© Л. В. Городилов, 2025

УДК 539.421
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-167-174

Р. А. Ефремов[1]✉, А. В. Азаров [1]

Оценка параметров спектра ЯМР угля при высоком уровне шума в данных.

[1]ФГБНУ "Институт физики горных процессов", Российская Федерация
e-mail: r.efremov2@g.nsu.ru

Аннотация. В работе рассматривается задача определения параметров спектров [1]H спектроскопии угля. Приводится модель, которая описывает получаемые на практике спектры сигналов ядерно-магнитного резонанса (ЯМР). Излагается схема получения синтетических данных, на которых проводятся исследования. Для определения параметров спектров используется оптимизационный метод Левенберга-Марквардта и метод, основанный на обучении нейронной сети. С целью улучшения точности определения параметров спектров к данным применяются различные подходы, позволяющие повысить отношение сигнал/шум, а именно половая фильтрация, метод разложения на эмпирически моды и метод главных компонент реализованный на основе Кархунен-Лове преобразовании. Приводятся результаты численных исследований, где анализируется эффективность перечисленных методов. Показано, как изменяется точность определения параметров спектров ЯМР в зависимости от различного уровня шума, используемого метода определения параметров и методов повышения отношения сигнал/шум.

Ключевые слова: ЯМР углей, H1 спектроскопия, определение параметров спектров ЯМР, подавление шума, оптимизационный метод, нейронные сети

R. A. Efremov[1]✉, A. V. Azarov [1]

Estimation of the parameters of the NMR spectrum of coal at a high noise level in the data.

[1] Federal state budgetary scientific institution "Institute of physics of mining processes"
Russian Federation
e-mail: r.efremov2@g.nsu.ru

Abstract. The paper considers the problem of determining the parameters of the spectra of 1H spectroscopy of coal. A model is given that describes the spectra of nuclear magnetic resonance (NMR) signals obtained in practice. A scheme for obtaining synthetic data on which research is conducted is described. To determine the parameters of the spectra, the Levenberg-Marquardt optimization method and a method based on neural network training are used. In order to improve the accuracy of determining the parameters of the spectra, various approaches are applied to the data, allowing to increase the signal-to-noise ratio, namely, sex filtering, the method of decomposition into empirical modes and the method of principal components implemented on the basis of the Karhunen-Lowe transformation. The results of numerical studies are presented, where the effectiveness of the listed methods is analyzed. It is shown how the accuracy of determining the parameters of NMR spectra varies depending on different noise levels, the method used to determine the parameters, and methods for increasing the signal-to-noise ratio.

Keywords: NMR of coals, H1 spectroscopy, determination of NMR spectra parameters, noise suppression, optimization method, neural networks

Введение

Немаловажную роль в горном деле играет метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР), который позволяет исследовать горные породы. На его основе, воз-

можно, например, проводить количественный анализ воды и метана в угольных пластах, что критически важно для прогнозирования и предотвращения внезапных выбросов угля и газа. В отличие от традиционных геофизических методов, ЯМР позволяет не только обнаруживать воду в трещинах и карстовых полостях [16], но и оценивать её содержание, что особенно важно при проходке тоннелей и разработке месторождений [15]. На основе ЯМР можно выявлять фазовое состояние метана, различая адсорбированный в порах и растворённый в угольной матрице газ, что позволяет прогнозировать его десорбцию и выделение в горные выработки, а также идентифицировать выбросоопасные угли [1].

Одна из задач при использовании метода ЯМР состоит в определении параметров спектра регистрируемых электромагнитных сигналов. Основная проблема при этом заключаются в наложении спектральных пиков друг на друга и наличие шума [17]. Это мешает точно определять параметры, что ведет к ошибкам в интерпретации результатов ЯМР.

В настоящее время разработано достаточно много подходов для анализа спектров ЯМР, с помощью которых решается описанная проблема. Среди них в качестве примера можно указать методы, основанные на построении функции максимального правдоподобия [2, 3, 4], вейвлет преобразований [7, 11, 18], применения SVD [6, 10], эмпирической декомпозиция мод (EMD) [5, 9, 19], на использовании нейронный сетей [13, 14, 15].

В данной работе рассматривается задача определения параметров 1H ЯМР спектроскопии углей, спектр которых состоит из двух наложенных пиков (широкий и узкий пик) и содержит достаточно высокий уровень шума. На синтетических данных исследуется влияние шума на точность определения этих параметров. Применяются различные подходы обработки спектра.

Определение параметров спектра ЯМР

В рамках данной работы рассматривается задача определения параметров спектров ^{1}H ЯМР спектроскопии углей. При реализации этого метода часто рассматривается производная спектра, изображенная на рисунке 1. В случае угля спектр состоит из суперпозиции двух линий: широкой и узкой. Узкая линия соответствует водороду, входящему в молекулы сорбированного флюида, а широкая в молекулы угольного вещества.

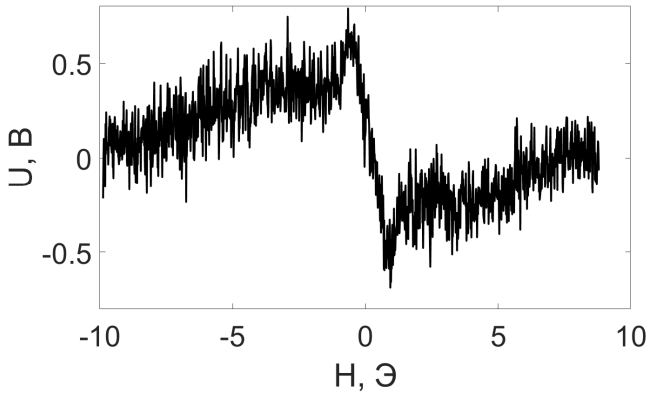


Рис. 1. Производная спектра, полученного в результате H1 спектроскопии.

В работе [20] предложена модель, которая описывает спектр, получаемый в результате ^{1}H ЯМР угля:

$$2U_m = \left\{A_1 \frac{\Delta H_1^2}{[(H-H_0)+H_m]^2+\Delta H_1^2} - A_1 \frac{\Delta H_1^2}{[(H-H_0)-H_m]^2+\Delta H_1^2}\right\} + \left\{A_2 \exp\left(-2\frac{[(H-H_0)+H_m]^2}{\Delta H_2^2}\right) - A_2 \exp\left(-2\frac{[(H-H_0)-H_m]^2}{\Delta H_2^2}\right)\right\} - A_0, \quad (1)$$

где U_m- амплитуда низкочастотного сигнала на выходе спинового детектора; H_m- амплитуда модуляции; A_1, A_2- амплитуды соответственно узкой и широкой составляющих первообразной линии поглощения; ΔH_1, ΔH_2 - ширины соответственно узкой и широкой составляющих первообразной линии поглощения; H - величина внешнего поля; H_0- резонансное значение внешнего поля; A_0 – аппаратурный сдвиг по оси ординат. Первая скобка описывает узкую линию спектра, вторая – широкую. На рисунке ниже представлен пример составляющих и итоговый синтетический сигнал, составленный в соответствие с моделью сигнала при параметрах: ΔH_1 - 0.5, ΔH_2 - 6, A_1 - 1.3, A_2 - 3.5.

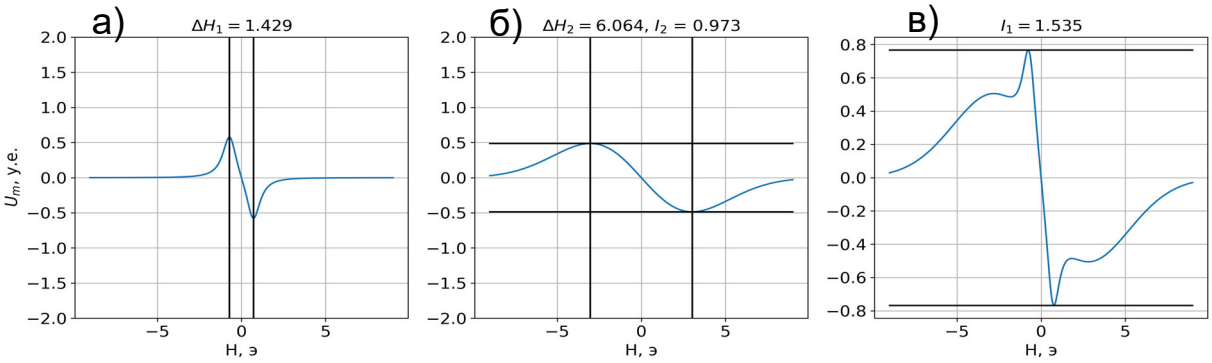


Рис. 2. Синтетический спектр H1 ЯМР угля и его составляющие: а) широкая часть; б) узкая часть; в) суммарный спектр.

Как было написано выше одной из проблем при обработке спектров является шум, который в некоторых случаях не позволяет точно определять параметры спектра ЯМР (на рис. 1 видно, что спектр достаточно сильно зашумлен).

Далее рассмотрим проблему определения параметров спектра ЯМР. Исследования будем проводить на синтетических данных. Для генерации полезного сигнала используем модель (1). В процессе анализа реальных данных спектров ЯМР было выяснено, что шум имеет нормальное распределение со среднем значением равным -2.224 * 10-6 и стандартным отклонением 0.0092. Именно такой шум добавлялся к модельному сигналу (1).

В рамках данной работы определять параметры спектра ЯМР будем двумя методами:

1) Оптимизационным на основе подбора параметров минимизирующим разницу между модельным сигналом и наблюдаемым;

2) На основе нейронной сети.

В первом случае использовался оптимизационный метод Левенберга-Марквардта. Во втором применялась одномерная сверточная сеть в стиле LeNet, адаптированная для регрессии четырёх параметров перекрывающихся пиков. На вход поступал сигнал, как показано на рисунке 2, далее две последовательные сверточные ступени, каждая из которых включала свёрточный слой с ядром длины 3, первый — с 64 фильтрами, второй — с 128, и функцию активации ReLU; после каждого блока — слой максимального подвыборочного (MaxPooling) с шагом 2 и слой Dropout для борьбы с переобучением. Выход последнего свёрточного блока подавался на полносвязный «хвост»: после операции развёртки (Flatten) следовал скрытый слой из 64 нейронов с ReLU и повторным Dropout, а затем — линейный выходной слой из четырёх нейронов, предсказывающих ширины и амплитуды двух пиков.

Синтетический набор данных формировался путём генерации сигналов с равномерным распределением параметров (ширины узкого пика 0.3–1.0, широкого 4.0–8.0; амплитуды 0.5–3.0 и 3.0–8.0 соответственно) и добавлением аддитивного гауссовского шума σ=0.09. Для обучения и валидации использовались 5000 и 1000 образцов. Сеть обучалась сто эпох пачками данных по 64 в режиме минимизации среднеабсолютной ошибки (MAE). В процессе тренировки применялась стратегия ранней остановки: сохранялась модель с наименьшей валидационной MAE, а при отсутствии улучшения в течение пяти эпох автоматически снижалась скорость обучения.

Для повышения точности определения параметров дополнительно будем применять к обрабатываемому сигналу (сигнал спектра ЯМР) различные методы подавления шума. В данном случае рассмотрим полосовую фильтрацию (BP), метод главных компонент, метод разложения на эмпирические моды (EMD). В случае реализации метода главных компонент необходимо наличие более одного тестового сигнала. Здесь ограничимся использованием 3 и 5 сигналов (KL3 и KL5). При полосовой фильтрации оставлялась в спектре только низкочастотная часть, в которой располагался полезный сигнал.

В таблице ниже приведена вероятность ошибиться при определении каждого параметра не более чем на 10% оптимизационным методом Истинные значения параметров были следующие: ΔH_1 - 0.5, ΔH_2 - 6, A_1 - 0.1, A_2 – 0.7. вычисления вероятностей, указанных в таблице, проводились на основе 10 тысяч численных экспериментов. Как видно, улучшение в точности дает только использование метода главных компонент, причем точность определения параметра расчёте с увеличением числа используемых тестовых сигналов. При среднем и высоком уровне шума самая низкая точность получается при определении параметров узкой линии. Одна из причин этого заключалась в том, что уровень шума рассчитывался для общего полезного сигнала. В итоге для узкой линии конкретное соотношение сигнал шум оказывалось ниже, чем общее. Отметим также, что использование полосовой фильтрации и метода разложения на эмпирические

моды приводило к росту отношения сигнал/шум, но на точность определения параметров оптимизационным методом это не сказывалось.

Таблица 1

Вероятность ошибки определения параметра не более чем на 10% при использовании оптимизационного метода и различных методов фильтрации сигналов

Метод обработки / Условие	BP	KL3	KL5	EMD	BP+ KL3	Ничего не применялось
Параметр H1						
Низкий уровень шума (15 Дб)	0.84	0.98	1	0.81	0.98	0.84
Средний уровень шума (1 Дб)	0.23	0.36	0.48	0.19	0.36	0.22
Высокий уровень шума (-5 Дб)	0.12	0.19	0.24	0.11	0.19	0.12
Параметр H2						
Низкий уровень шума (15 Дб)	1	1	1	1	1	1
Средний уровень шума (1 Дб)	1	1	1	1	1	1
Высокий уровень шума (-5 Дб)	0.94	1	1	0.91	1	0.94
Параметр A1						
Низкий уровень шума (15 Дб)	1	1	1	1	1	1
Средний уровень шума (1 Дб)	0.49	0.73	0.86	0.42	0.73	0.47
Высокий уровень шума (-5 Дб)	0.21	0.38	0.50	0.19	0.38	0.19
Параметр A2						
Низкий уровень шума (15 Дб)	1	1	1	1	1	1
Средний уровень шума (1 Дб)	1	1	1	1	1	1
Высокий уровень шума (-5 Дб)	0.87	0.90	0.91	0.85	0.90	0.87

Далее аналогичная серия экспериментов была проделана при использовании нейронной сети. При тех же значениях параметрах, точность их определения оказалась в два – три раза ниже, чем при использовании оптимизационного метода. Относительно неплохие результаты получались при более высоких значениях узкой составляющей спектра. Например, в таблице 2 приведены вероятности ошибки определения параметров при их истинных значения равных ΔH_1 - 0.5, ΔH_2 - 6, A_1 - 1.5, A_2 - 4. В данном случае нейронная дает хорошие результаты при низком уровне шума. С повышением шума точность достаточно резко па-

дает. При этом в случае среднего и высокого уровня шума оптимизационный метод дает более хорошие результаты.

Таблица 2

Вероятность ошибки определения параметра не более чем на 10% при использовании нейронной сети и различных методов фильтрации сигналов

Метод обработки / Условие	BP	KL3	KL5	EMD	BP+ KL3	Ничего не применялось
Параметр H1						
Низкий уровень шума (15 Дб)	1	1	1	1	1	1
Средний уровень шума (1 Дб)	0.75	0.43	0.71	0.69	0.97	0.1
Высокий уровень шума (-5 Дб)	0.51	0.07	0.14	0.44	0.73	0.01
Параметр H2						
Низкий уровень шума (15 Дб)	0.87	1	1	1	1	1
Средний уровень шума (1 Дб)	0.79	0.7	0.98	0.94	1	0.06
Высокий уровень шума (-5 Дб)	0.77	0.02	0.08	0.84	0.94	0
Параметр A1						
Низкий уровень шума (15 Дб)	0.99	1	0.99	1	1	1
Средний уровень шума (1 Дб)	0.75	0.8	0.96	0.78	0.95	0.32
Высокий уровень шума (-5 Дб)	0.50	0.18	0.35	0.46	0.72	0.05
Параметр A2						
Низкий уровень шума (15 Дб)	0.64	1	1	0.41	1	1
Средний уровень шума (1 Дб)	0.96	0.88	0.98	0.96	0.95	0.34
Высокий уровень шума (-5 Дб)	0.54	0.22	0.38	0.62	0.94	0.12

Выводы

В работе была рассмотрена задача определения параметров спектров, получаемых в результате ^{1}H спектроскопии углей. В ходе численных экспериментов показано, что при использовании оптимизационного метода точность определения параметров спектров повышается только в случае применения метода главных компонент. Полосовая фильтрация и метод разложения на эмпирические моды, которые также тестировались в работе, не приводили к улучшению результатов, несмотря на то что позволяли повысить отношения сигнал/шум. Метод, основанный на использовании нейронных сетей, показал более плохие ре-

зультаты по сравнению с оптимизационным. Сравнительно высокую точность он давал только при низком отношение сигнал/шум в данных.

Благодарности

Работа выполнена в рамках деятельности Молодежной лаборатории исследования электромагнитных свойств угля и горных пород ФГБНУ "ИФГП".

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Alekseev A. D., Ul'yanova E. V., Tat'yana A. V. NMR potentials for studying physical processes in fossil coals //Physics-Uspekhi. – 2005. – Т. 48. – №. 11. – С. 1161.
2. Chanuntranont A. et al. Real-Time Nuclear Magnetic Resonance Detection Using Maximum Likelihood Estimation with Single-Shallow-Nitrogen-Vacancy Centers in Quantum Heterodyne Measurements //physica status solidi (a). – 2025. – Т. 222. – №. 5. – С. 2400307.
3. Chylla R. A. et al. Deconvolution of two-dimensional NMR spectra by fast maximum likelihood reconstruction: application to quantitative metabolomics //Analytical chemistry. – 2011. – Т. 83. – №. 12. – С. 4871-4880.
4. Chylla R. A., Markley J. L. Theory and application of the maximum likelihood principle to NMR parameter estimation of multidimensional NMR data //Journal of biomolecular NMR. – 1995. – Т. 5. – С. 245-258.
5. Dezfouli M. A. P., Dezfouli M. P., Rad H. S. A novel approach for baseline correction in 1 H-MRS signals based on ensemble empirical mode decomposition //2014 36th annual international conference of the IEEE Engineering in Medicine and Biology Society. – IEEE, 2014. – С. 3196-3199.
6. Francischello R. et al. Application of low-rank approximation using truncated singular value decomposition for noise reduction in hyperpolarized 13C NMR spectroscopy //NMR in Biomedicine. – 2021. – Т. 34. – №. 5. – С. e4285.
7. Ge X. et al. Noise reduction of nuclear magnetic resonance (NMR) transversal data using improved wavelet transform and exponentially weighted moving average (EWMA) //Journal of Magnetic Resonance. – 2015. – Т. 251. – С. 71-83.
8. Ghanati R. et al. Filtering and parameter estimation of surface-NMR data using singular spectrum analysis //Journal of Applied Geophysics. – 2016. – Т. 130. – С. 118-130.
9. Guo J. et al. Variational mode decomposition for NMR echo data denoising //IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing. – 2023. – Т. 61. – С. 1-14.
10. Guo J., Xie R., Jin G. An efficient method for NMR data compression based on fast singular value decomposition //IEEE Geoscience and Remote Sensing Letters. – 2018. – Т. 16. – №. 2. – С. 301-305.
11. Heidary M. A novel computational method for determination of water saturation in oil reservoirs using discrete wavelet transform and nuclear magnetic resonance (NMR) T2 log //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Т. 205. – С. 108828.
12. Lee H. H., Kim H. Bayesian deep learning–based 1H-MRS of the brain: Metabolite quantification with uncertainty estimation using Monte Carlo dropout //Magnetic Resonance in Medicine. – 2022. – Т. 88. – №. 1. – С. 38-52.
13. Li D. W. et al. DEEP picker is a deep neural network for accurate deconvolution of complex two-dimensional NMR spectra //Nature communications. – 2021. – Т. 12. – №. 1. – С. 5229.
14. Li D. W. et al. DEEP Picker1D and Voigt Fitter1D: A versatile tool set for the automated quantitative spectral deconvolution of complex 1D NMR spectra //Magnetic Resonance Discussions. – 2022. – Т. 2022. – С. 1-20.
15. Li S. et al. Risk assessment of water inrush in karst tunnels based on attribute synthetic evaluation system //Tunnelling and underground space technology. – 2013. – Т. 38. – С. 50-58.

16. Lin T. et al. First evidence of the detection of an underground nuclear magnetic resonance signal in a tunnel //Journal of Environmental and Engineering Geophysics. – 2018. – Т. 23. – №. 1. – С. 77-88.

17. Mulleti S. et al. Super-resolved nuclear magnetic resonance spectroscopy //Scientific reports. – 2017. – Т. 7. – №. 1. – С. 9651.

18. Shamaei A., Starcuková J., Starcuk Jr Z. A Wavelet Scattering Convolutional Network for Magnetic Resonance Spectroscopy Signal Quantitation //Biosignals. – 2021. – С. 268-275.

19. Zhu M., Liu N. Research on NMR noise reduction method based on improved CEEMD //Ieee Access. – 2020. – Т. 8. – С. 122864-122873.

20. Алексеев А.Д., Завражин В.В., Меляков А.Д., Троицкий Г.А. Аппроксимация экспериментальных спектров ЯМР 1Н углей // Физика и техника высоких технологий. – 2002.– Т. 12.– №1.– С.71-78

© Р. А. Ефремов, А. В. Азаров, 2025

УДК 621.23.05
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-175-179

И. Е. Иоанов[1]✉

Перспективы использования пневмомолотов в Арктике

[1]Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация,
e-mail: ioanow@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрена возможность использования пневмомолотов в Арктике. Рассмотрена технология работ по строительству сооружений с использованием виброударных механизмов. Приведены примеры существующих пневмомолотов. Обозначены задачи по совершенствованию машин для работы в условиях низких температур.

Ключевые слова: пневмомолот, труба, Арктика, строительство

I. E. Ioanov[1]✉

Prospects for the use of pneumatic hammers in the Arctic

[1]Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences,
Novosibirsk, Russian Federation,
e-mail: ioanow@yandex.ru

Abstract. The article considers the possibility of using pneumatic hammers in the Arctic. The technology of construction works using vibroimpact mechanisms is considered. Examples of existing pneumatic hammers are given. The tasks for improving machines for operation in low temperature conditions are outlined.

Keywords: pneumatic hammer, pipe, Arctic, construction

Введение

Арктика является важнейшим экономическим районом России. Добыча полезных ископаемых вносит огромный вклад в пополнение бюджета страны. Для добывания полезных ископаемых необходимо строительство различных сооружений свайных оснований, подпорных стен, опор, анкеров и т.д. Строительство начинается с бурения мерзлого грунта. Бурение – это процесс разработки грунта, в результате которого образуется горная выработка преимущественно цилиндрической формы [1]. Следующим этапом строительства является забивание труб в горную выработку, для осуществления этого процесса в настоящее время в горнодобывающей промышленности используется разнообразная техника, чаще всего пневмомолоты.

Цель работы. Обоснование применения пневматических импульсных машин для условий Арктики.

Арктический климат отличается наличием низких температур. В зимний период температуры составляют от –3 °С на юге приатлантического района до –16 °С в притихоокеанском районе; –40 °С отмечаются на северо-востоке Якутии. Относительная влажность воздуха 80-90 % [2].

В области Евразии рельеф составляют преимущественно равнины и низменности, острова и архипелаги (Арктического института, Гейберга, Дунай, Медвежьи, Новая Земля, Новосибирские, Северная Земля), гор малое количество.

На территории Арктики встречаются маломощные слабокислые и слабогумусированные почвы, в южной части Арктики преимущественно кислые тундровые и дерновые почвы.

Богатство Арктики – это её полезные ископаемые. Ведется активная добыча нефти, природного горючего газа. Арктика отличается большим содержанием различных руд (апатит, золото, алмазы, серебро, цирконий, титан, платина, редкоземельные металлы).

Добыча полезных ископаемых невозможна без создания современных горнодобывающих предприятий и транспортной инфраструктуры. Строительство в Арктике обуславливается рядом особенностей [3-4]:

1) Суровые климатические условия. Отрицательные температуры, промёрзшие грунты негативно сказываются на сроках строительства и эксплуатации зданий

2) Вечная мерзлота. Чаще всего вода, которая содержится в грунте, находится в твердом агрегатном состоянии. Однако, возможно кратковременное оттаивание, оно отрицательно сказывается на надежности возведения зданий.

3) Порывистые ветры и метели. Дома в Арктике располагаются по принципу замкнутого контура, между домами стараются выдержать минимальное расстояние.

4) Большие расстояния от поставщиков строительных материалов. Чаще всего строительство ведется на островах, поэтому возможно использование только водного транспорта.

5) Высокая стоимость строительства. Особенность связана с удаленностью районов Арктики от промышленных предприятий, а также с использованием дорогостоящих материалов для строительства в суровых климатических условиях.

6) Нехватка квалифицированного рабочего персонала. Климат Арктики оказывает отрицательное влияние на состояние здоровья человека, поэтому каждый сотрудник проходит углубленную медицинскую комиссию перед отправкой на работу в северные регионы.

Для строительства горнодобывающих предприятий и транспортной инфраструктуры в различных климатических условиях используется широкая гамма специальной строительной техники. Она включает и различные типы погружателей труб в породный массив. Примерами таких машин с рабочим циклом расширения сжатого воздуха перед выхлопом являются СО-134, СО-166, М-200, М-400, а также пневмомолоты без расширения сжатого воздуха в камере обратного хода Тайфун-70, Тайфун-130, Тайфун-190, Тайфун-320, Тайфун-500, Тайфун-740, Тайфун-1000. Технические характеристики вышеперечисленных машин представлены в таблицах 1 [5] и 2 [6].

Машина СО166 состоит из ударного узла, насадки и шланга. Состав ударного узла (рис.1) складывается из воздухоподводящего гибкого рукава, корпуса 1, ударника 2, золотника 3, отвинчивание которого не допускает стопорное кольцо 4 [5].

Таблица 1

Основные параметры пневмомолотов СО-134, СО-166, М-200, М-4000 для забивания труб конструкции ИГД СО РАН

Тип	Энергия удара, Дж	Частота ударов f, Гц	Расход воздуха, $м^3$/мин	Диаметр, Мм	Длина, мм	Масса: ударника (общая), кг	Диаметр труб, мм
СО-134	500	4,1	8,0	155	1700	56 (150)	159-325
СО-166	1000	3,3	9,0	240	1720	175 (370)	325-530
М-200	1800	2,7	10,0	270	2260	270 (710)	219-820
М-400	3500	2,6	20,0	400	2590	570 (1560)	426-1020

Таблица 2

Основные параметры пневмомолотов «Тайфун» для забивания труб

Тип	Массовая составляющая ударника, кг	Энергетическая составляющая удара, кДж	Частотная составляющая ударов (ср. значение), Гц	Нар. Ø, мм	Параметр длины, мм	Массовая составляющая пневмомолота, кг
Тайфун	70	0,7	3,1	160	1400	140
	130	1,3	3,0	240	1330	280
	190	1,8	2,6	240	1700	370
	320	3,0	2,0	270	1920	650
	500	4,3	1,35	400	2000	1350
	740	6,0	1,25	400	2650	1750
	1000	8,5	1,05	460	2670	2500

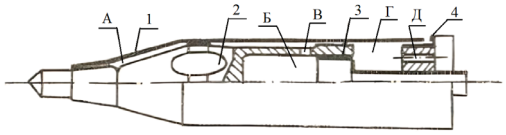


Рис. 1. Схема ударного узла машины СО166: 1 – корпус; 2 – ударник; 3 – золотник; 4 – стопорное кольцо

Камера А состоит из внутренней плоскости корпуса и наружной плоскости ударника. Внутренняя поверхность ударника в комплексе с патрубком золотника составляют камеру Б. Камера Б соединяется с источником сжатого воздуха посредством осевого канала патрубка и воздухоподводящего шланга.

На рис. 1 изображено расположение ударника, при котором воздух сжимается под воздействием давления, переходя через окна В в камеру А. Площадь

камер А и Б неодинакова, из-за чего ударник передвигается в правую сторону. Дальнейшее перемещение ударника к самой дальней точке справа из камеры А через окна В в камеру Г и окна Д неизбежно влечёт за собой выхлоп в окружающую среду. Мощное взаимодействие ударника с корпусом (удар) происходит в силу создания давления воздуха в камере Б, из-за чего ударник затормаживается, переходя в левую сторону. Когда ударник принимает крайнюю левую позицию в полости корпуса, сжимаемый им воздух через окна В перемещается из камеры Б в камеру А, цикл воспроизводится заново. Данная машина неприменима в Арктике, т.к. происходит обмерзание из-за сжимаемого воздуха в рабочем цикле расширения.

Конструкция «Тайфунов» представлена на рисунке 2 [7]. В связи с воздействием давления в полости прямого хода 2 на ударный механизм 3 происходит его ускоренное перемещение до контакта с ударяемым элементом 4, наблюдается процесс вытеснения воздуха из полости перед ударным механизмом. В момент когда эластичный хомут 5 начинает взаимодействовать с ударяемым элементом 4 перед ударом, наблюдается образование полости обратного хода совместно с передней частью ударного механизма и элементом 4. Ударный механизм меняет направление своего движения из-за несовпадения величин площадей полости обратного хода и рабочей полости. Поскольку происходит растяжение эластичного хомута, который располагается по радиусу при проскальзывании по ударяемому элементу 4 с образующей по кривой линии под влиянием давления, полость обратного хода герметизируется. Далее при окончании обратного хода наблюдается снижение давления в полости обратного хода, герметичность нарушается, эластичный хомут переходит в выхлопные выемки 11, хомут растягивается с образованием зазора, совершается выход сжатого воздуха из полости обратного хода, происходит процесс вытеснения воздуха вследствие воздействия давления в полости прямого хода во время движения ударного механизма. В отличии от машины СО166 в Тайфунах достигается минимальное обмерзание, т.к. сжимаемый воздух непрерывным потоком попадает в полость обратного хода через отверстие в дозаторе из магистрали сжимаемого воздуха. Данные машины возможно использовать в условиях Арктики для строительства горнодобывающих предприятий и транспортной инфраструктуры.

Для более эффективной работы, целесообразно провести комплекс действий по модернизации существующих машин для работы в условиях Арктики, а именно разработать высокочастотное пневматическое устройство ударного действия в ограниченных габаритных размерах. Необходимо реализовать следующие задачи:

1) Обоснование принципиальной схемы устройства ударного действия с высоким давлением сжатого воздуха.

2) Определение основных конструктивных параметров и соотношения размеров системы воздухораспределения.

При модернизации пневмомолотов необходимо обеспечить отсутствие противодавления со стороны передней камеры при прямом ходе ударника, в отсутствии расширения воздуха в передней камере и в увеличении ударной мощности

за счет роста частотной компоненты при сохранении энергетической составляющей удара.

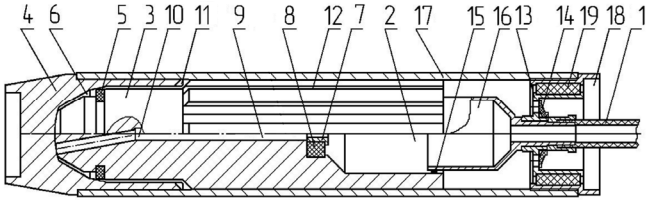


Рисунок 2. 1 – шланг; 2 – полость прямого хода; 3 – ударный механизм; 4 – ударяемый элемент; 5 – эластичный хомут; 6 – полость обратного хода; 7 – дозатор воздуха; 8 – упругое посадочное место клапана; 9 – воздуховод; 10 – сквозное отверстие; 11 – выхлопные выемки; 12 – воздуховод; 13 – ступица; 14 – устройство управления расходом воздуха; 15 – полиэтиленовый хомут; 16 – часть трубы для отвода воздуха; 17 – корпус; 18 – хвостовик; 19 – амортизатор.

Выводы

В горном и строительном производстве в условиях Арктики в современных реалиях применяются различные виды машин ударного действия

Чаще всего в сфере строительства отдаётся предпочтение машинам, использующим в качестве носителя энергии сжатый воздух. Опыт предыдущих лет показал, что для сохранения лидирующей позиции пневматических импульсных механизмов на рынке строительной техники требуется их совершенствование, а именно повышение мощностной составляющей удара, чего можно достигнуть ростом энергетического или частотного параметра.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бурение. Большая Российская энциклопедия. Код доступа: https://bigenc.ru/c/burenie-2634a5

2. Арктика. Большая Российская энциклопедия. Код доступа: https://bigenc.ru/c/arktika-d5074d

3. Строительный эксперт. Портал для специалистов архитектурно-строительной отрасли. Строительство в высоких широтах. Принципы, возможности и перспективы. Код доступа: https://ardexpert.ru/article/5072

4. Информационный портал «Всё о саморегулировании». НОСТРОЙ о строительстве в Арктике: проблемы и способы их решения. Код доступа: https://www.all-sro.ru/news/nostroy-o-stroitelstve-v-arktike-problemy-i-sposoby-ikh-resheniya/

5. Гурков К.С., Климашко В.В., Костылев А.Д., Плавских В.Д., Русин Е.П., Смоляницкий Б.Н., Тупицын К.К., Чепурной Н.П. Пневмопробойники – Новосибирск: Институт горного дела СО АН СССР, 1990. – 213 с.: ил.

6. Червов В.В. Интерэкспо Гео-Сибирь [Текст] /Расширение области применения пневмомолотов с переменной структурой ударной мощности // Новосибирск: Институт горного дела СО РАН, 2019. – 9 с.

7. Червов А.В. Интерэкспо Гео-Сибирь [Текст] / Расчёт динамических параметров камеры обратного хода пневмомолота с механическим замыканием упругого клапана // Новосибирск: Институт горного дела СО РАН, 2019. – 5 с.

© И. Е. Иоанов, 2025

УДК 622.35
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-180-186

Ю. М. Леконцев[1], П. В. Сажин[1]✉

Область применения технологии гидроразрыва при отработке пологих угольных пластов и ее особенности

[1]Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н. А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: pavel301080@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена обзору технологии направленного гидроразрыва и ее модификаций при реализации на пологих угольных пластах Кузбасса, представлены критерии, по которым они разделяются и способы их осуществления, кроме того освещен механизм воздействия на горный массив этих способов. Изложена последовательность реализации данной технологии, показаны особенности выбора того или иного варианта, в зависимости от решаемой задачи, а также горно-геологических особенностей угольного пласта и вмещающих пород, выбор состава оборудования и его комплектность. Представлен накопленный опыт проведения работ по внедрению технологии гидроразрыва на угольных шахтах с различными условиями и решаемыми задачами. Определены перспективные направления возможного развития данных способов.

Ключевые слова: направленный гидроразрыв, поинтервальный гидроразрыв, дегазация, скважина, инициирующая щель

Yu. M. Lekontsev[1], P. V. Sazhin[1]✉

The field of application of hydraulic fracturing technology in the development of shallow coal seams and its features

[1]Federal State Budgetary Institution of Science N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: pavel301080@mail.ru

Annotation. This article is devoted to an overview of the technology of directional hydraulic fracturing and its modifications when implemented in shallow coal seams of Kuzbass, the criteria by which they are divided and the methods of their implementation are presented, in addition, the mechanism of impact on the mountain range of these methods is highlighted. The sequence of implementation of this technology is described, the features of choosing one or another option are shown, depending on the problem being solved, as well as the mining and geological features of the coal seam and host rocks, the choice of equipment composition and its completeness. The accumulated experience of work on the implementation of hydraulic fracturing technology at an angle is presented promising directions for the possible development of these methods have been identified.

Keywords: directional hydraulic fracturing, intervertebral hydraulic fracturing, degassing, well, initiating gap

В настоящее время выделяется два основных направления в подземной добыче каменного угля в которых широкое распространение получила технология гидроразрыва и ее разновидности:

–направления, связанные с разупрочнением труднообрушающихся кровель, к которым относятся: выход/вход из/в монтажной/демонтажную камеры; снижение нагрузок на межлавные целики; оперативное разупрочнение кровли в зоне локальных нарушений и т. д.;

–дегазация пологих угольных пластов.

Необходимость этих работ вполне очевидна, она связана с повышением безопасности ведения очистных работ на пластах опасных по внезапному выбросу газа и склонных к динамическим проявлениям.

В соответствии с поставленной задачей выбирается и конкретная разновидность технологии гидроразрыва, для первой группы направлений, как правило применяется технология забойного (или одноуровневого гидроразрыва) с нарезанием инициирующей щели (ИЩ) или без нее (пример технологи с образованием ИЩ рис. 1) [1 – 6].

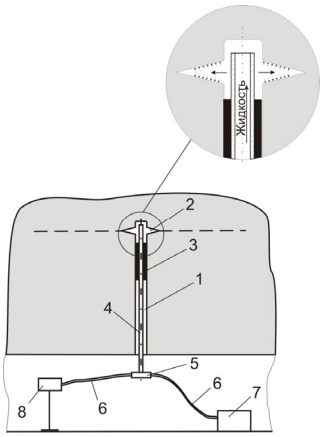


Рис. 1. – Технологическая схема расположения оборудования: 1 – скважина, 2 – инициирующая щель (ИЩ), 3 – герметизирующее устройство (пакер), 4 – высоконапорный трубопровод, 5 - распределительный узел, 6 – высоконапорные соединительные рукава, 7 – насосная установка, 8 – приборы контроля

При этом ИЩ – это по сути, концентратор напряжений, который позволяет программировать развитие искусственной трещины в заданном направлении. Это необходимо для решения практически всех задач из первого направления, пожалуй, за исключением тех случаев, когда необходимо только расслоить мощную тяжелую кровлю и снизить давление с ее стороны на горные выработки или отрабатываемый угольный пласт (например, на его забойную часть при выходе из монтажной камеры). В этом случае нет необходимости моделировать направление развития искусственной трещины, а достаточно осуществить только ее расслоение и обрушение.

Суть метода заключается в расчленении породного массива из пробуренных скважин 1 за счет создания из них протяженных искусственных трещин, наведенных гидроразрывами. Для этого в стенках пробуренных скважин прорезаются с помощью специальных инструментов (щелеобразователей) инициирующих

щелей 2 (ИЩ), являющиеся концентраторами напряжений. Затем, участок скважины 1, в которой расположена ИЩ 2, герметизируется пакером 3 и в нее подается под высоким давлением рабочая жидкость. Создается избыточное напряжение на “берегах” искусственной щели и, при превышении возникающего напряжения выше предела прочности породного массива, осуществляется ее раскрытие, образуются ориентированные заданным образом трещины. С механической точки зрения направленный гидроразрыв приводит к изменению прочностных свойств горного массива, прилегающего к скважине, происходит перераспределение опорного давления.

Для второго направления, в большинстве случаев, применяется технология поинтервального гидроразрыва (ПГР) с образованием инициирующей щели или без нее (пример применения поинтервального гидроразрыва рис. 2) [7 – 14].

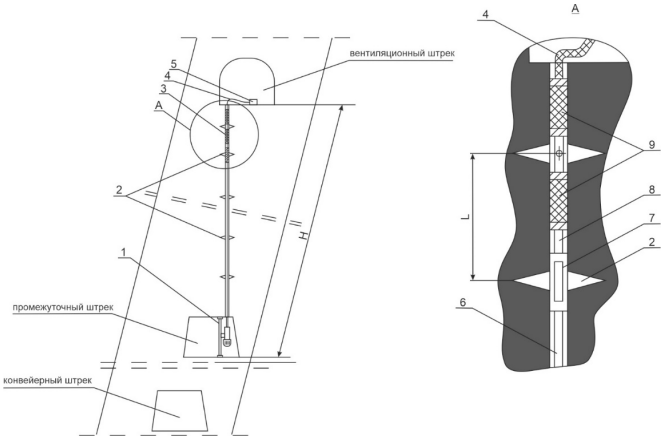


Рис. 2. – Схема проведения поинтервального гидроразрыва. 1 – буровой станок; 2 – инициирующие щели; 3 – пакер; 4 – гибкий трубопровод; 5 – насосная установка; 6 – жесткий трубопровод; 7 – щелеобразователь; 8 – соединительная муфта (вертлюг); 9 – уплотнительные элементы

На рис. 2 представлена схема реализации способа поинтервального гидроразрыва с целью разупрочнения угольного массива и образованием ИЩ, который реализуется следующим образом: станком 1 бурят сквозной шпур в отрабатываемом угольном массиве с нижней выработки на верхнюю. Затем производят монтаж комплекса оборудования, включающего: жесткий трубопровод 6, щелеобразователь 7, вертлюг 8, пакер 3. Через гибкий трубопровод 5 присоединяют пакер 3 к насосной установке 5, расположенной в верхней выработке. После этого с нижней выработки производят нарезание первой (верхней) инициирующей щели 2, при этом пакер 3 остается неподвижным благодаря вертлюгу 8, который обеспечивает автономное вращение щелеобразователя 7 в процессе резания. Таким образом, на стенках скважины создается необходимое количество ИЩ. Далее, под давлением, подают рабочую жидкость – происходит герметизация области шпура, в которой расположена инициирующая щель 2. При превышении уровня давления, на которое настроен пакер 3, происходит подача рабочей жидкости в

шпур и производится гидроразрыв и формирование трещины гидроразрыва. Одновременно с этим осуществляют нарезание инициирующей щели 2, при этом независимость операций обеспечивают за счет применения вертлюга 8. После этого давление рабочей жидкости сбрасывают, и уплотнительные элементы 9 принимают исходную форму. Таким образом обрабатывают всю скважину.

Также, как отмечалось выше технология поинтервального гидроразрыва активно внедряется с целью дегазации пологих угольных пластов. На рис. 3 представлена одна из разновидностей схем проведения таких работ.

Станком 1 бурят сквозную дегазационную скважину 2 (далее - скважина 2) в угольном пласте 3 с нижней выработки 4 на верхнюю выработку 5 (рис. 3а). Затем меняют буровую коронку 6 на герметизирующее устройство 7 (рис. 3б), а буровой став 8 через гибкий трубопровод 9 присоединяют к насосной установке 10. После этого буровой став 8 перемещают вниз на шаг L (рис. 3б) и от насосной установки 10 через гибкий трубопровод 9 в герметизирующее устройство 7 под давлением подают рабочую жидкость – происходит герметизация области скважины 2, находящейся между уплотнительными элементами герметизирующего устройства 7. При превышении уровня давления, на которое настроено герметизирующее устройство 7, происходит подача рабочей жидкости в загерметизированную область скважины 2 и производят гидроразрыв угольного пласта 3. Затем давление рабочей жидкости сбрасывают, и уплотнительные элементы принимают исходную форму. Весь комплекс снова перемещают вниз на шаг L и вновь производят гидроразрыв. Таким образом обрабатывают всю скважину 2. После этого нижнюю часть скважины 2 герметизируют пакером 11 (рис. 3а), а верхнюю присоединяют к магистральному газоводу 12 и производят откачку газа из скважины 2. Аналогично производят дегазацию угольного пласта из следующих скважин 2.

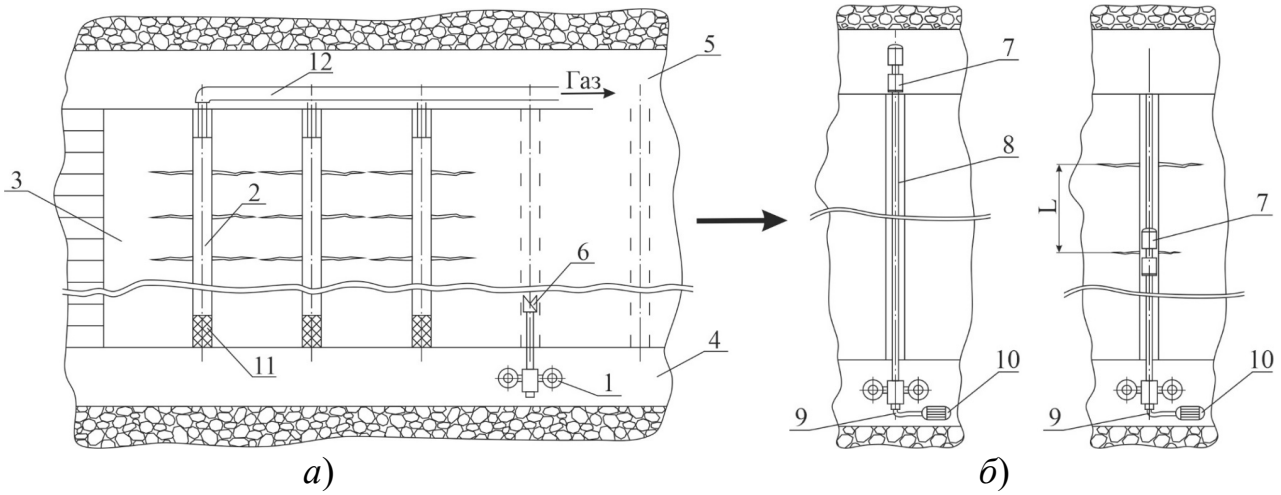


Рис. 3. – Схема проведения поинтервальных гидроразрывов без ИЩ при проведении дегазации угольных пластов: а – схема заложения скважин; б – схема бурения скважин гидроразрыва и проведения поинтервальных гидроразрывов

При этом с целью дегазации пологих угольных пластов нарезание инициирующих щелей, как правило, не производится, так как нет необходимости в ориентированности искусственной трещиноватости, она не влияет на основной эффект от этих работ – повышение газоотдачи.

Все представленные разновидности метода направленного гидроразрыва были реализованы в шахтных условиях сотрудниками Института горного дела им. Н.А. Чинакала (ИГД СО РАН) в период, начиная с 2002 года. В таблице 1 представлены некоторые шахты на которых реализовывалась та или иная разновидность технологии гидроразрыва и достигнутый эффект.

Таблица 1

Область применения технологии гидроразрыва

Наименование организации	***Место проведения работ***	***Цель работ***	***Достигнутый эффект***
1	2	3	4
ОАО “шахта Березовская”	лава № 79 пласта XXI	снижение нагрузок на охранный угольный целик	снижение нагрузки на охранный целик (в среднем на 35% по замерам ЦАК), позволило уменьшить ширину целика с 25 до 5 метров
	лава № 16 пласта XXVII	снижение нагрузок на секции крепи при входе в демонтажную камеру	демонтаж секций прошел без аварий в плановые сроки, обрушений кровли не зафиксировано
ОАО “шахта Первомайская”	лава № 63 пласта XXVII	снижение нагрузок на секции механизированной крепи при выходе комплекса из монтажной камеры, снижение шага первичной посадки кровли	шаг первичной посадки кровли составил порядка 20 – 30 м.
	лава № 33 пласта XXVII	оперативное разупрочнение крови с целью повышения безопасности прохождения аварийного участка	после проведения мероприятий по разупрочнению кровли методом НГР аварийных ситуаций в лаве не возникало
ОАО “шахта им. С.М. Кирова”	лава № 2592 пласта Поленовский	снижение нагрузок на секции механизированной крепи при выходе комплекса из монтажной камеры, снижение шага первичной посадки кровли	шаг первичной посадки кровли составил порядка 20 – 30 м.

Окончание табл. 1

ОАО “шахта им. 7Ноября”	Лава №1324 пласта Байкаимский	снижение нагрузок на секции крепи при входе в демонтажную камеру	Комплекс полностью демонтирован. Аварий не зафиксировано
ОАО “шахта Романовская”	Лава № 2 пласта Абрамовский	Разупрочнение породного прослойка	Прочность прослойка снизилась, примерно, в 2 раза, что позволило повысить скорость отработки в 1,4 раза
ОАО “МУК – 96”	Лава № 5–15–22, пласт 15	снижение нагрузок на секции механизированной крепи при выходе комплекса из монтажной камеры, снижение шага первичной посадки кровли	шаг первичной посадки кровли уменьшился с 40 – 50 метров (исходя из опыта отработки вышележащей лавы) до 15 – 20 м.
ОАО “Распадская – Коксовая”	Лава № 0–4–4бис, пласт IV–V	снижение нагрузок на секции механизированной крепи при выходе комплекса из монтажной камеры	посадка кровли произошла после 6 передвижек крепи без динамических явлений
ОАО “шахта Абашевская”	Лава № 16–17, пласт 16	оперативное разупрочнение крови с целью повышения безопасности прохождения горно-геологического нарушения.	Горно-геологическое нарушение было пройдено без аварийных остановок комплекса
ООО “Шахта им. С.Д. Тихова”		Дегазация пологого угольного пласта	Повышена газоотдача дегазационных скважин до 30%

Исследования, проведенные в шахтных условиях, подтвердили высокую эффективность способа гидроразрыва и ее модификаций.

Накопленный опыт практических испытаний технологии гидроразрыва и ее модификаций показал, что дальнейшее развитие данной технологии связано с разработкой нового оборудования, позволяющего совместить часть операций, например, бурение и нарезание ИЩ и значительно повысить эффективность способа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Клишин В.И. Адаптация механизированных крепей к условиям динамического нагружения // Новосибирск. – “Наука”. – 2002. – 199 с.

2. Клишин В.И., Леконцев Ю.М., Сажин П.В. Экспериментальные исследования перераспределения опорного давления в лаве при принудительной посадке кровли // Горный информационно – аналитический бюллетень. – Москва: МГГУ. – 2006. – № 3. – С. 339 – 347.

3. Клишин В.И., Леконцев Ю.М., Сажин П.В. Безвзрывные технологии разрушения прочных горных пород растягивающими усилиями // «Фундаментальные проблемы формиро-

вания техногенной геосреды. Том I. Геотехнологии» Сборник трудов. – Новосибирск, 2007. – с. 269 – 277.

4. Никольский А.М. Обоснование технологии управления труднообрушаемой кровлей направленным гидроразрывом при подходе лавы к демонтажной камере / Диссерт. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук // Новосибирск. – 2010. – 144 с.

5. Клишин В.И., Опрук Г.Ю., Черепов А.А. Комплексный метод снижения удароопасности на угольных шахтах // Уголь. – 2018. – №9. – с. 57 – 62.

6. Леконцев Ю.М., Сажин П.В. Проблемы управления труднообрушающимися кровлями при отработке пологих угольных пластов // Интерэкспо Гео – Сибирь. – 2019. – Т.2. – №4. – с. 162 – 169.

7. Патент РФ №2756594. Способ дегазации угольного пласта / Леконцев Ю.М., Сажин П.В., Новик А.В. // Опубл. 01.10.2021.

8. Леконцев Ю.М., Сажин П.В., Темиряева О.А. Дегазация угольного пласта методом поинтервального гидроразрыва и оборудования для его реализации // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. – 2018. – Т.5. – №2. – с. 89 – 92.

9. Клишин В.И., Опрук Г.Ю., Связев С.И. Прирост каптируемого метана при предварительной дегазации угольного пласта методом поинтервального гидроразрыва // Наукоемкие технологии разработки и использования минеральных ресурсов. – 2024. – №10. – с. 13 – 19.

10. Клишин В.И., Опрук Г.Ю., Тациенко А.Л. Применение поинтервального гидроразрыва для интенсификации пластовой дегазации // Наукоемкие технологии разработки и использования минеральных ресурсов. – 2016. – с. 33 – 39.

11. Разумов Е.А. Программа и методика проведения исследований дегазации угольного пласта с применением подземного гидроразрыва в условиях шахты “Чертинская – Коксовая” // Техника и технология горного дела. – 2020. – №1(8). – с. 32 – 44.

12. Сластунов С.В., Ютяев Е.П., Мазаник Е.В., Садов А.П. Разработка и совершенствование технологий пластовой дегазации для эффективной и безопасной отработки угольных пластов // Горный информационно – аналитический бюллетень. – 2018. – №11. – с. 13 – 22.

13. Коршунов Г.И., Серегин А.С., Садов А.П., Комиссаров И.А. Дегазация угольных пластов на основе циклического гидродинамического воздействия // Горный информационно – аналитический бюллетень, отдельный выпуск №3 (“Промышленная безопасность”). – 2014. – с. 29 – 35.

14. Сластунов С.В., Ютяев Е.П., Мазаник Е.В., Садов А.П., Понизов А.В. Шахтные испытания усовершенствованной технологии подземной пластовой дегазации с использованием гидроразрыва // Уголь. – 2016. – №11. – с. 32 – 37.

© Ю. М. Леконцев, П. В. Сажин, 2025

УДК 622.23.05
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-187-195

В. В. Плохих[1]✉, Б. Б. Данилов[1], Д. О. Чещин[1], А. А. Абдуллин[1]

Результаты экспериментальных исследований герметизирующих элементов, применяемых при бурении дегазационных скважин с одновременной обсадкой

[1]Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: vadim.plohih@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматривается способы бурения дегазационных скважин с последующей и одновременной обсадкой, их достоинства и недостатки. Выделен способ с одновременной обсадкой, в котором необходимо применение специальной дополнительной оснастки в виде внутреннего герметизирующего элемента, устанавливаемого перед сварочными работами между штангой и внутренней полостью трубы для предотвращения выхода метана. Предложены конструкции герметизирующих элементов из резиновой камеры с защитным экраном и из пеноплекса, выделены их достоинства и недостатки. Приведены результаты расчетов и экспериментальных исследований, в которых определялась возможность подъема элементов из межтрубного пространства в приемное устройство.

Ключевые слова: предварительная дегазация, добыча, метан, одновременная обсадка, скважина, бурение, герметизирующий элемент

V. V. Plokhikh[1]✉, B. B. Danilov[1], D. O. Cheshchin[1], A. A. Abdullin[1]

Results of experimental studies of sealing elements used in drilling degassing wells with simultaneous casing

[1]Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: vadim.plohih@yandex.ru

Abstract. The article discusses methods of drilling degassing wells with subsequent and simultaneous casing, their advantages and disadvantages. A method with simultaneous casing is distinguished, which requires the use of special additional equipment in the form of an internal sealing element installed before welding between the rod and the internal cavity of the pipe to prevent the release of methane. The designs of sealing elements made of a rubber chamber with a protective screen and of penoplex are proposed, and their advantages and disadvantages are highlighted. The results of calculations and experimental studies are given, in which the possibility of lifting elements from the inter-pipe space to the receiving device was determined.

Keywords: preliminary degassing, production, methane, simultaneous casing, well, drilling, sealing element

Введение

В угольной промышленности одним из необходимых условий организации работ является обеспечение безопасной и эффективной добычи угля. Предварительная дегазация угольных пластов играет важную роль в предотвращении вне-

запных выбросов метана, снижении рисков взрывов и улучшения труда персонала в подземных условиях [1]. Применение вертикальных скважин, пробуренных с поверхности в массиве горных пород, представляет собой действенный и современный метод извлечения метана из угольного пласта [2,3].

В настоящее время для сооружения дегазационных скважин с поверхности в АО «СУЭК-Кузбасс» применяются современные самоходные буровые установки Sandvik DE-880 (Швеция) и Prakla RB-50 (Германия), обеспечивающие высокопроизводительное бурение скважин на глубину до 600 метров с конечным диаметром скважины до 180 мм [4,5]. Применение таких установок позволяет реализовать технологию бурения скважин с последующей обсадкой. Достоинством такой технологии является простота. Основным недостатком технологии является необходимость сооружения глубоких скважин с обсадкой телескопическим методом. В этом случае бурение состоит из несколько повторяющихся этапов: бурение скважины, обсадка трубы, цементация забойной части скважины, бурение скважины меньшего диаметра, обсадка и т.д. Это приводит к увеличению металлоемкости и трудоемкости процесса. Вдобавок в неустойчивых слоях существует вероятность обрушения стенок скважины раньше, чем успевают погрузить в устье обсадную трубу. Это влечет за собой проведение дополнительных технологических операций (очистка и повторное погружение обсадной трубы) и как следствие увеличение срока и повышение себестоимости работ.

При наращивании обсадной трубы производят электродуговую сварку стыков. Предварительно перед сварочными работами необходимо обеспечить герметизацию межтрубного пространства между погруженной и обсаживаемой трубой путем заполнения ее раствором из глины, что позволяет предотвратить выход метана в зону сварки (рис.1). Герметизация внутренней полости трубы осуществляется привариванием глухого фланца на ее передний торец.

Рис. 1. Герметизация межтрубного пространства перед сварочными работами

Технология бурения скважин с одновременной обсадкой позволяет обеспечить устойчивость стенок скважины, снизить металлоемкость процесса за счет

применения меньшего количества обсадных труб. Вдобавок время на бурение скважины сокращается за счет того, что операции бурения и обсадки выполняются одновременно. Кроме того, такая технология способствует лучшему сохранению прямолинейности скважины [6,7]. К недостаткам технологии можно отнести необходимость применения специальной дополнительной оснастки.

При такой технологии бурения несколько усложняется проблема герметизации пространства между штангой и внутренней полостью трубы. Это необходимая операция перед началом сварочных работ. После окончания сварки герметизирующий элемент необходимо переместить в приемное устройство, чтобы не закупоривать пространство для выхода разрушенного шлама при бурении [8]. В данной работе решается задача выбора конструкции герметизирующих элементов, определения их конструктивных параметров и проведение экспериментальных исследований процесса подъема герметизатора под действием давления энергоносителя в приемное устройство.

Методы и материалы

В ИГД СО РАН предложен способ бурения с одновременной обсадкой, с применением дополнительной оснастки в виде превентора, который отводит выносимый шлам и является приемным устройством для внутреннего герметизатора. Он же поддерживает обсадную трубу на каретке бурового станка. Так же дополнительной оснасткой является наружный и внутренний герметизаторы, позволяющие герметизировать устье скважины от выхода метана во время сварочных работ (рис. 2).

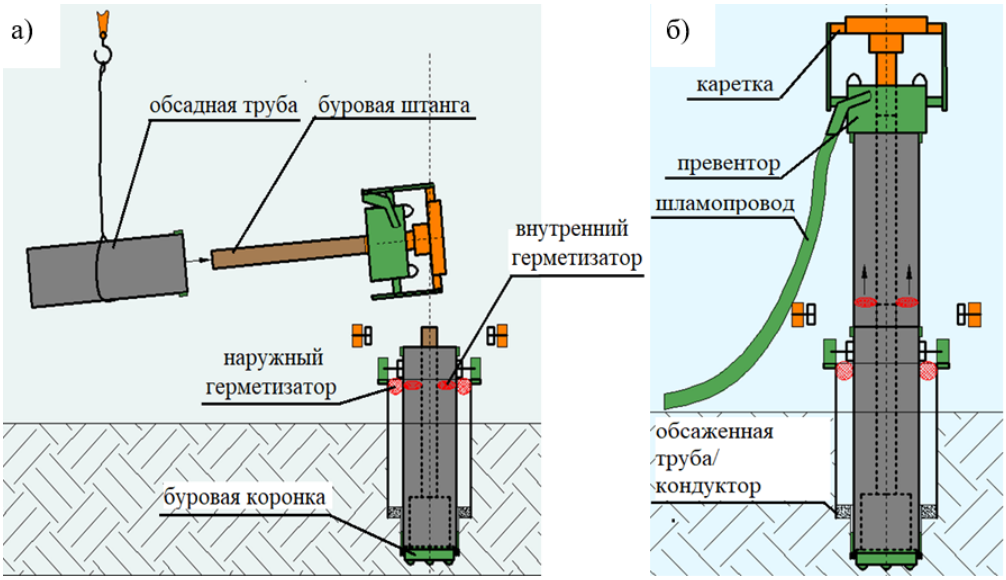


Рис. 2. Установка буровой штанги, обсадной трубы и внутреннего герметизатора (а), бурение скважины и подъем герметизатора (б)

Исходя из опыта проведения буровых работ по дегазации скважин можно сформулировать следующие требования к герметизирующим элементам:

1) элемент должен обладать наименьшей массой для облегчения его подъема сжатым воздухом в приемное устройство;

2) герметизирующий элемент должен быть многоразового применения;

3) элемент должен выдерживать дополнительную нагрузку в виде раствора глины, которая позволяет обеспечить полную герметизацию оставшихся зазоров и защитить элемент от воздействия раскаленных капель металла при сварке;

4) после подъема в приемное устройство элемент должен выдерживать абразивное воздействие шлама.

В качестве герметизирующих элементов рассмотрены резиновая камера с защитным экраном от воздействия шлама, а также кольцевой элемент из экструдированного пенополистирола (далее «пеноплекс»), состоящий из 10 отдельных секторов. Герметизирующие элементы представлены на рис. 3.

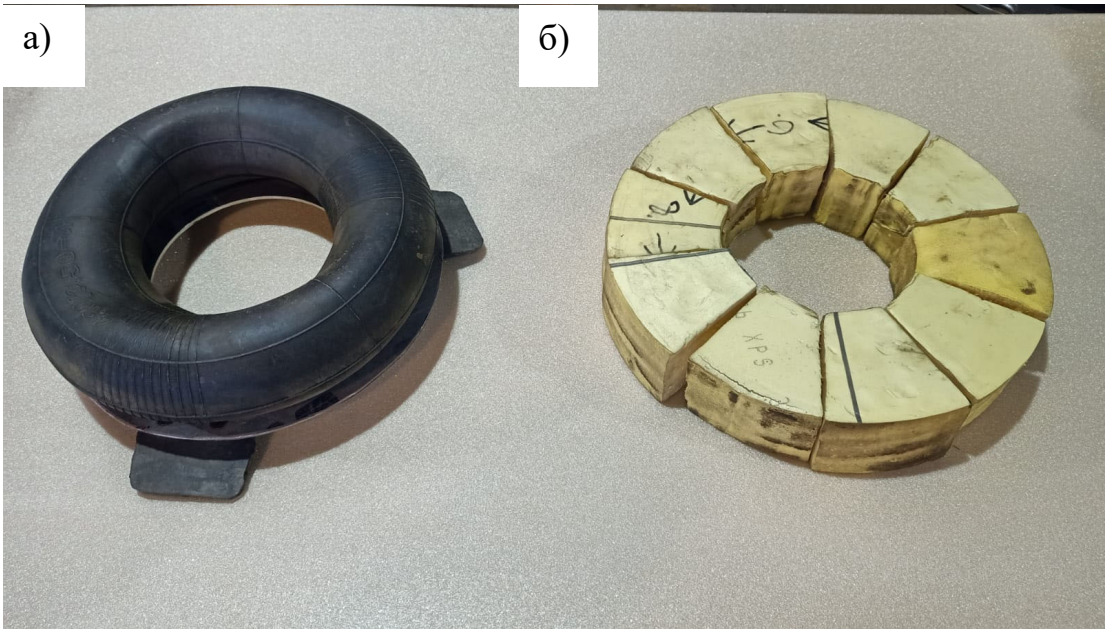


Рис. 3. Герметизирующие элементы, принятые в качестве внутреннего герметизатора: (а) – резиновая камера с защитным экраном, (б) – составной герметизатор из пеноплекса

Конструктивные размеры элементов выбраны таким образом, чтобы они помещались между трубой диаметром 273 мм с толщиной стенки 8 мм и буровой штангой с наружным диаметром 114 мм. Конструктивные параметры, площади сечений зазоров, сила трения $F_{тр}$, возникающая при движении в трубе и дополнительная масса глинистого раствора $m_г$, нагружаемая на элементы, площадь сечения герметизатора S, представлены в таблице. Сила трения элемента при его перемещении в трубе определена опытным путем с помощью динамометра. В качестве герметизирующего глинистого раствора принята глина с влажностью 10 % и плотностью 1750 кг/м^3 [9].

Таблица

Конструктивные параметры герметизаторов

Наименование элемента / Параметры	Резиновая камера с защитным экраном	Пеноплекс
Наружный диаметр D, м	0,233	0,257
Внутренний диаметр d, м	0,114	0,114
Сила трения $F_{тр}$, Н	40	100
Масса m, кг	0,51	0,006
Площадь сечения герметизатора, на которую действует давление S, $м^2$	0,0324	0,0042
Масса глинистого раствора $m_г$, кг	0,74	0,74
Площадь сечений зазоров, $м^2$	$9{,}24 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-4}$

Для анализа и оценки процесса подъема герметизирующего элемента необходимо рассмотреть силы, действующие на него и определить минимальное давление сжатого воздуха *P*, которое необходимо для подъема элемента. Схема действия сил представлена на рис. 4.

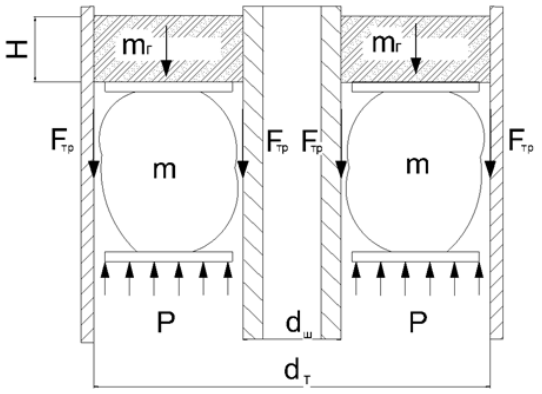


Рис. 4. Схема действия сил во внутреннем герметизаторе $m_г$ – масса глинистого раствора; H – высота герметизатора; m – масса герметизатора; $F_{тр}$ – сила трения, действующая на герметизатор со стороны трубы и штанги; $d_{ш}$ – диаметр штанги; $d_т$ – внутренний диаметр трубы; P – давление воздуха, действующее на герметизатор

Стоит отметить, что для подъема герметизирующего элемента из резины давление воздуха действует на всю площадь сечения *S* элемента. В то время как, при использовании сборного герметизирующего элемента из пеноплекса за площадь, на которую воздействует давление, следует принять площадь одного сек-

тора. Подъем одного сектора приводит к разрушению всего сборного герметизирующего элемента из секторов и их выходу из межтрубного пространства.

Для подъема герметизатора необходимо, чтобы сила подъема, действующая на него, была больше силы сопротивления, препятствующей его подъему:

$$F_{\text{под}} > F_{\text{сопр}} \tag{1}$$

Сила сопротивления подъему $F_{\text{сопр}}$:

$$F_{\text{сопр}} = F_{\text{тр}} + (m_{\text{г}} + m)g, \tag{2}$$

где g – ускорение свободного падения (g = 9,81 м/с^2).

Сила подъема элемента $F_{\text{под}}$:

$$F_{\text{под}} = PS, \tag{3}$$

где S – площадь сечения, на которую воздействует давление воздуха P.

Подставляя выражения (2) и (3) в (1) и выражая P, определяем минимальное давление подъема герметизирующего элемента:

$$P > \frac{F_{\text{тр}} + (m_{\text{г}} + m)g}{S}. \tag{4}$$

Для проведения экспериментальных исследований процесса подъема герметизирующего элемента между трубой и штангой создан специальный стенд. Стенд представлен на рис. 5.

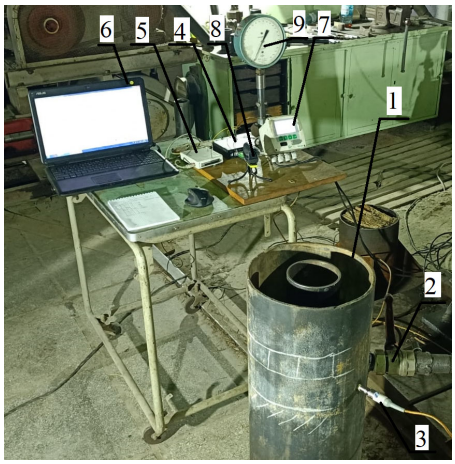


Рис. 5. Стенд для экспериментальных исследований герметизирующих элементов

Стенд представлял собой трубу 1 диаметром 273 мм с установленной в ней трубой диаметром 114 мм. В межтрубное пространство подавался сжатый воздух под давлением 0,1-0,6 МПа по магистральному трубопроводу 2. Для фиксации

нагнетаемого давления под местом установки герметизирующего элемента в трубе установлен датчик давления 3. Сигнал с датчика давления поступал на усилитель 4 и далее на аналого-цифровой преобразователь 5 с последующей обработкой на персональном компьютере 6. Для измерения расхода воздуха применен расходомер 7. Для фиксации вылета герметизирующего элемента из трубы использована видеокамера 8. Для контроля датчика давления использован манометр 9.

Результаты

По результатам расчета из выражения (4) построены графики, отражающие минимальные значения давлений подъема P в зависимости от высоты глинистого раствора $h_г$ на элементе (рис. 6).

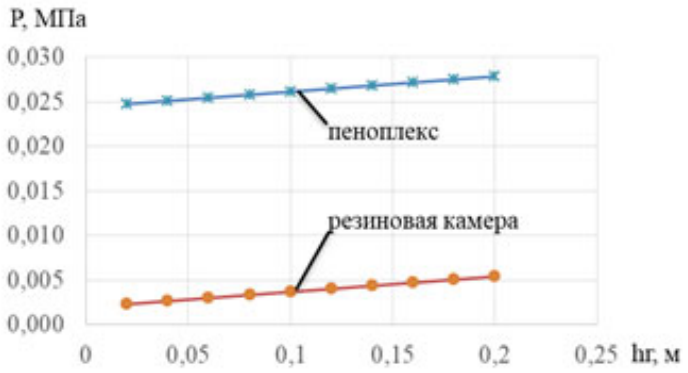


Рис. 6. Графики изменения давления подъема P от высоты глинистого раствора $h_г$ для резиновой камеры и пеноплекса

Из графиков видно, что при увеличении высоты глинистого раствора $h_г$ величина минимального давления подъема P линейно увеличивается. Это связано с тем, что при увеличении высоты $h_г$ увеличивается и масса глинистого раствора на элементе $m_г$, в связи с этим увеличивается давление подъема необходимое для преодоления силы сопротивления $F_{сопр}$.

Определено, что подъем надутого резинового герметизирующего элемента происходит во всем исследуемом интервале давлений P=0,1-0,6 МПа. Однако при перемещении в трубе часто происходит перекос элемента и выход сжатого воздуха через зазор в межтрубном пространстве. Это приводит к падению давления в пространстве под элементом и остановке его подъема. Подъем сдутого элемента не происходил вследствие большого зазора, который не позволял создать необходимый перепад давления при заданном значении расхода воздуха Q=10 м^3/мин.

Подъем сборного герметизирующего элемента из пеноплекса осуществлялся при всех значениях давлений в интервале P=0,1-0,6 МПа. Это связано с возможностью подъема давлением воздуха как минимум одного сектора, что приводило к разрушению элемента и дальнейшему подъему всех оставшихся частей.

Обсуждение

Анализируя полученные результаты можно считать, что применение резиновой камеры с защитным экраном в надутом и сдутом состоянии в качестве герметизирующего элемента является неперспективным. Это связано с тем, что в первом случае в процессе подъема происходит перекос герметизатора и его остановка. При сдутом состоянии герметизатор остается неподвижным в связи с большим зазором в межтрубном пространстве. Так же недостатком резинового герметизатора является то, что для его накачивания воздухом и сдувания необходим вывод дополнительной съемной трубки к ниппелю резиновой камеры. Кроме того, при попадании в превентор он должен задерживаться там и выдерживать износ абразивом в виде шлама без повреждения резиновой камеры.

Подъем одного сектора герметизирующего элемента из пеноплекса приводит к разрушению всего сборного элемента, что гарантированно позволяет выносить его из межтрубного пространства в шламопровод. Для элемента из пеноплекса необходима установка дополнительного улавливающего устройства на выходе из шламопровода, для возможности повторного применения элементов. Достоинством такого решения является возможность изменения размеров секторов, для того чтобы они не задерживались в превенторе, а выносились в шламопровод с улавливающим устройством. Кроме того, в случае потери или износа секторов нетрудно изготовить новые.

Заключение

Проведенный анализ требований для герметизирующих элементов, необходимых для проведения буровых работ по дегазации скважин с одновременной обсадкой, с учетом предложенной дополнительной оснастки, позволил создать новые элементы, для герметизации пространства между трубой и штангой с целью предотвращения выхода метана во время ведения сварочных работ. Результаты проведенной работы позволили определить значения давлений, необходимых для подъема герметизирующих элементов. Анализ достоинств и недостатков рассмотренных конструктивных решений позволяет говорить о том, что применение внутреннего герметизирующего элемента из пеноплекса является перспективным для бурения дегазационных скважин с одновременной обсадкой.

Благодарности

Работа выполнена в рамках х/д СУЭК-КУЗ-23/1882/38-040.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Данилов Б.Б., Чещин Д.О., Плохих В.В. Обоснование компоновки автоматизированного комплекса для сооружения дегазационных скважин с поверхности // Интерэкспо Гео-Сибирь. –2022. – Т. 2. – № 3. – С. 130-137. DOI: 10.33764/2618-981X-2022-2-3-130-137

2. Курта, И.В. Методы и схемы дегазации угольных пластов [Текст] : метод. указания / И. В. Курта. – Ухта : УГТУ, 2015. – 35 с.

3. Алексеев С.Е., Черниенков Е.М. Бурение скважин с одновременной обсадкой // Интерэкспо Гео-Сибирь. –2021. – Т. 2. – № 3. – С. 107-114. DOI: 10.33764/2618-981X-2021-2-3-107-114

4. Буровые установки Sandvik DE-880 - впервые в России. Официальный сайт издательского дома «Руда и Металлы» от 06.08.2013 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.rudmet.com/news/2397/

5. Sandvik DE880 multi-purpose surface drill. Technical specification. Рекламный проспект. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://irp.cdnwebsite.com/54b6d875/files/uploaded/SANDVIK%20DE880%20MULTIPURPOSE%20SURFACE%20DRILL.pdf

6. Официальный сайт Про бурение и водоснабжение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://burenieinfo.ru/odnovremennaya-obsadka/

7. Официальный сайт компании GMD[Электронный ресурс]. – Режим доступа:https://ru.win-win-drill.com/dth-and-casing-system/odex-eccentric-casing/odex-drilling.html

8. Лупий М.Г., Галсанов Н.Л., Ледяев Н.В., Комиссаров И.А., Малафеев А.В., Данилов Б.Б., Карпов В.Н., Алексеев С.Е., Чещин Д.О., Плохих В.В. Опыт применения технологии вращательно-ударного бурения при сооружении дегазационных скважин на установке БУГ-200. // Уголь. - 2024. – 10 (1185). – С. 68-73.

9. Рупеенейт К.В. Введение в механику горных пород / К.В. Рупеенейт, Ю. М. Либерман. – М.: Госгортехиздат, 1960. – 278 с.

© В. В. Плохих, Б. Б. Данилов, Д. О. Чещин, А. А. Абдуллин, 2025

УДК 622.24.054:532.528.5:532.542
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-196-201

А. А. Речкин[1], Е. П. Русин[1]✉

Прерывисто-срывная кавитация: моделирование методом вычислительной гидродинамики применительно к погружному бурению

[1] Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт горного дела им. Н. А. Чинакала» СО РАН, г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: gmmlab@misd.ru

Аннотация. Рассмотрены опыт использования и преимущества кавитационного гидровибратора, работающего на принципе прерывисто-срывной кавитации, для бурения скважин в горных породах и в технологии извлечения метана из угольного пласта. Предложено применение метода вычислительной гидродинамики, реализованного в программном комплексе Ansys Fluent, для исследования рабочего процесса кавитационных гидровибраторов. Построена расчетная схема такого устройства с использованием конструктивных и физических параметров, определенных из опыта погружного бурения. Получены зависимости пульсаций давления в рабочей полости устройства, вызванных кавитационным эффектом, от времени. Определены средние значения амплитуды и частоты пульсаций. Установлено влияние давления на выходе кавитационного гидровибратора на амплитуду и частоту пульсаций.

Ключевые слова: бурение, дегазация, прерывисто-срывная кавитация, кавитационный гидровибратор, вычислительная гидродинамика

A. A. Rechkin[1], E. P. Rusin[1]✉

Intermittent-stall cavitation: computational fluid dynamics modelingapplied to downhole drilling

[1] Chinakal Institute of Mining SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: gmmlab@misd.ru

Abstract. The article considers the experience of using and advantages of a cavitation hydrovibrator operating on the principle of intermittent-stall cavitation for drilling holes in rock and in the technology of extracting methane from a coal seam. It is proposed to use the computational fluid dynamics method implemented in the Ansys Fluent software package to study the working process of cavitation hydrovibrators. A calculation scheme of such a device is constructed using the design and physical parameters determined from the experience of downhole drilling. The dependences of pressure pulsations in the working cavity of the device, caused by the cavitation effect on time are obtained. Average values of the amplitude and frequency of pulsations are determined. The effect of pressure at the outlet of the cavitation hydrovibrator on the amplitude and frequency of pulsations is established.

Keywords: drilling, degassing, intermittent-stall cavitation, cavitation hydrovibrator, computational fluid dynamics

Введение

Безопасность добычи угля и экологическая безопасность на шахтах опасных по метану в значительной мере определяются эффективностью дегазационных

мероприятий. Помимо этого, в случае сверхнормативного выделения метана производственники вынуждены сдерживать темпы добычи. В этой связи выполняются большие объемы дегазационных работ. В частности, только на шахтах АО «СУЭК-Кузбасс» опасных по метану, где годовая добыча угля составляет ~20 млн. тонн [1], в год под землей проходится более 280 км дегазационных скважин [2]. Поэтому весьма остро стоит проблема повышения производительности дегазационного бурения. В подземных условиях эта операция в большинстве случаев производится вращательным способом с гидравлической очисткой забоя скважины. Наиболее эффективный вариант интенсификации процесса вращательного бурения – использование удара. Таким образом, в данном случае целесообразно применение гидроударников, причем, в связи с большой протяженностью скважин, речь идет о гидроударниках погружного типа [3].

Таким устройствам свойственен ряд недостатков, связанных с конструктивной сложностью, необходимостью высокой точности изготовления подвижных соединений, подверженностью элементов гидроударника, бурового става, насоса разрушительному воздействию гидроудара и др. [4]. Это приводит к низким надежности и долговечности и высокой стоимости оборудования и его эксплуатации.

Однако в недавнем прошлом появилась технология, позволяющая избежать указанных осложнений, основана она на эффекте гидродинамической кавитации. Это физическое явление представляет собой образование заполненных паром пузырьков в движущейся жидкости вследствие понижения в ней давления при увеличении ее скорости. С движением потока в область с более высоким давлением кавитационный пузырек схлопывается, излучая при этом ударную волну [5]. Гидродинамическая кавитация используется для повышения интенсивности технологических процессов в ряде отраслей промышленности [6]. В частности, в последние годы стала появляться информация об интенсификации процесса бурения горных пород путем наложения на породоразрушающий инструмент вибронагрузки, генерируемой гидродинамическим кавитационным вибратором [7, 8]. Такое устройство, кавитационный гидровибратор (КГВ), представляет собой вариант трубки Вентури. Будучи встроено в центральный канал бурового става, оно использует энергию движущейся с высокой скоростью промывочной жидкости. В генераторе возникает прерывисто-срывная кавитация, преобразующая стационарный поток в дискретно-импульсный. Отличительной особенностью такого течения является стабильность частоты отрыва каверн большого объема и их схлопывание в потоке, а не на стенке канала. Благодаря этому эффекту в промывочной жидкости генерируются высокоамплитудные импульсы колебаний давления с частотой в диапазоне 200 – 2000 Гц, а породоразрушающий инструмент подвергается высокочастотным продольным виброускорениям [8].

При бурении скважин в породах средней и высокой крепости гидродинамическим кавитационным буровым инструментом, работающим в режиме прерывисто-срывной кавитации с частотой колебаний давления жидкости более 200 Гц, увеличение скорости проходки скважин диаметром 76 мм составило 30–50 %, а для скважин диаметром 190 мм – до 70 % [7].

Перед другими известными вибрационными и ударными буровыми устройствами установка с КГВ имеет такие преимущества как простота конструкции и изготовления, отсутствие подвижных частей и исключение передачи колебаний жидкости на насос и ряд других элементов буровой системы, что увеличивает срок их службы. По сравнению с технологией, использующей традиционный гидроударник, ресурс бурильной колонны увеличивается в 5 раз, наработка до отказа в 40 раз. Стоимость одного комплекта гидровибратора не превышает одной трети стоимости комплекта гидроударника. КГВ органично вписывается в технологию вращательного бурения, не требует модификации оборудования и по сравнению с традиционными технологиями бурения позволяет интенсифицировать процессы бурения при меньших удельных энергозатратах [7, 8].

Привлекательно также то, что один и тот же инструмент – КГВ – может использоваться как для бурения, так и для последующего дискретно-импульсного нагнетания жидкости в угольный массив в технологии извлечения метана из угольного пласта. Как показал промышленный эксперимент, эффективность гидрорыхления при этом повышается, зоны увлажнения и разгрузки пласта увеличиваются, извлечение метана растет, уровень пылеобразования и сопротивление угля резанию уменьшаются. Достигается значительное увеличение проницаемости угля, снижение его гидравлического сопротивления и увеличение приемистости [9].

Постановка задачи и выбор методов исследования

Применительно к рассматриваемой технологии в настоящее время существует три варианта математического описания колебаний жидкости в системе «КГВ – выходной трубопровод» [10].

1. Метод конечных элементов – для определения параметров продольных колебаний буровых снарядов: виброускорений, размахов колебаний давлений бурового раствора.

2. Линейная математическая модель для определения параметров колебаний давления жидкости в генераторе.

3. Уточненная линейная математическая модель генератора для обоснования гидродинамических параметров устройства гидроимпульсного рыхления угольных пластов.

В настоящей работе моделирование рабочего процесса КГВ проводилось на основе метода вычислительной гидродинамики жидкости с привлечением программного комплекса Ansys Fluent [11] с целью изучения возможности исследования и проектирования КГВ расчетным путем. Была рассмотрена расчетная схема, представленная на рис.1. Конструктивные параметры схемы, характеристики рабочей среды и параметры потока выбирались, исходя из опыта буровых работ [12 ,13] и возможностей имеющегося в наличии гидравлического оборудования.

Значения геометрических параметров: $l_1 = 0.15$ м, $l_2 = 0.006$ м, $l_3 = 0.4$ м, $d_1 = 0.015$ м, $d_2 = 0.004$ м, $d_3 = 0.017$ м, $\alpha = 10°$. l_E –расстояние до точки, где проводился мониторинг давления, составляло 0.05 м.

Задача решалась в трехмерной нестационарной постановке. Жидкая среда – вода. Использовалась двухфазная модель смеси (Mixture). В качестве механизма массопереноса была задана кавитационная модель Шнерра-Зауэра (Schnerr-Sauer).

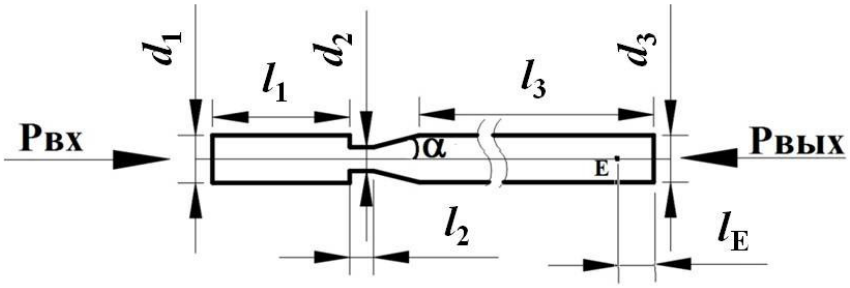


Рис.1. Геометрические параметры жидкостной модели и расчетная схема задачи.

Результаты моделирования

В результате расчетов для выбранной расчетной схемы получены показанные на рис. 2 графики пульсаций полного давления в заданной точке Е на центральной оси модели при одном и том же значении давления на входе в модель $P_{вх} = 2 \cdot 10^7$ Па и двух значениях давления на выходе: $P_{вых}=4 \cdot 10^6$ Па (рис. 2а) и $P_{вых}=5 \cdot 10^6$ Па (рис. 2б).

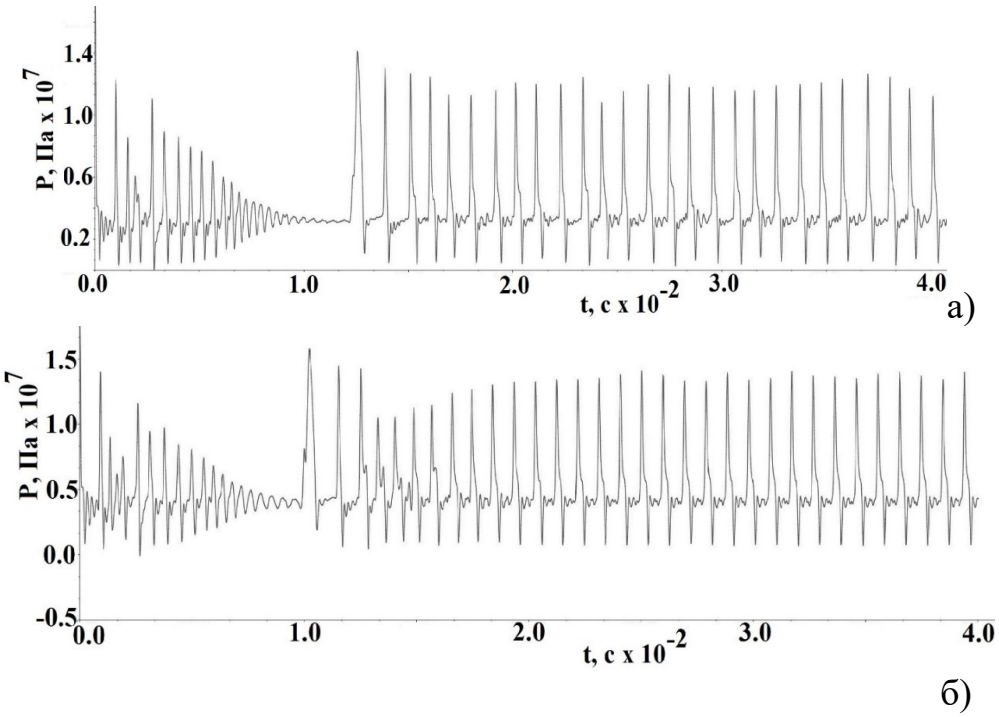


Рис. 2. Графики пульсации полного давления в точке Е при $P_{вх} = 2 \cdot 10^7$ Па: а) $P_{вых}=4 \cdot 10^6$ Па; б) $P_{вых}=5 \cdot 10^6$ Па.

Средняя амплитуда полного давления для участка установившегося режима регулярных пульсаций при $P_{вых}=4\cdot10^6$ Па составила $1.195\cdot10^7$ Па при частоте 991.61 Гц. При $P_{вых}=5\cdot10^6$ Па средняя амплитуда составила $1.321\cdot10^7$ Па при частоте 1111.9 Гц. Таким образом, можно сделать вывод о том, что выбранные конструктивные параметры схемы, характеристики рабочей среды и параметры потока обеспечивают стабильное функционирование устройства в режиме прерывисто-срывной кавитации и что увеличение давления на выходе КГВ в рассмотренном диапазоне увеличивает амплитуду и частоту пульсаций давления в полости устройства.

Заключение

Методом вычислительной гидродинамики многофазных потоков выполнено моделирование рабочего процесса КГВ при заданных конструктивных и физических параметрах. Полученные зависимости амплитуды и частоты пульсаций давления в рабочей полости КГВ от времени позволяют заключить, что метод может быть использован при исследовании и создании эффективных гидрокавитационных устройств для бурения горных пород. Использованные в расчетах геометрические параметры модели и физические параметры среды могут быть использованы для построения физической модели КГВ.

Работа выполнена в рамках проекта НИР № 121052600390-5.

Авторы благодарят Б.Б. Данилова за полезное обсуждение результатов работы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Забурдяев В.С. Проблемы метанообильных угольных шахт, оснащенных современной угледобывающей техникой // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2013. – №1. – С. 334-343.

2. Артемьев В.Б. АО «СУЭК». Подземные горные работы, динамика развития // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2018. – № 11 (специальный выпуск 48). – С. 13-22.

3. Ясов В.Г. Теория и расчет рабочих процессов гидроударных буровых машин. – М.: Недра, 1977 – 153 с.

4. Spinneker, M., Boulakhrif, F., Oppelt, J., Holzmann, J. The water hammer effect in hammer drilling // Oil Gas European Magazine. – 2018. – V. 44. – Pp. 88-90.

5. Biryukov, D., Gerasimov, D., Yurin, E. Cavitation and Associated Phenomena (1st ed.). – CRC Press. – 2024. – 392 p.

6. Pilipenko, V.V., Man'ko, I.K., Zadontsev, V.A. Cavitation self-oscillations intensify technological processes. – Report AGARD-R-827. Proceedings of a Fluid Dynamics Panel Workshop, 1-3 Sept. 1997, Kiev, Ukraine. – Kiev, Ukraine: National Academy of Sciences. – 1998. – P. 321-324.

7. Дзоз Н.А., Жулай Ю.А. Интенсификация процессов бурения с использованием гидродинамической кавитации // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: МГГУ, 2008. – № 4. – С.290-296.

8. Zhulay, Y., Nikolayev, O. Sonic drilling with use of a cavitation hydraulic vibrator. In: Hammond, A., Donnelly, B., Ashwath, N., eds. Mining technology. – IntechOpen, 2022. – http://dx.doi.org/10.5772/intechopen.100336 (5.10.2022).

9. Zhulay, Y., Nikolayev, O. Advanced technology of drilling and hydraulic loosening in coal bed methane using a cavitation hydrovibrator – experience and prospects. In: Zoveidavianpoor, M., ed. Drilling Engineering and Technology – Recent Advances, New Perspectives and Applications. – IntechOpen, 2022. – http://dx.doi.org/10.5772/intechopen.105812 (23.11.2023).

10. Жулай Ю.А., Кваша Ю.А., Николаев А.Д. Сравнительный анализ методов расчёта амплитуд колебаний давления, создаваемых кавитационным генератором // Авиационно-космическая техника и технология. – 2018. – Т. 147. – № 3. – С. 58-68.

11. Левицкий И.А. Применение современных программно-вычислительных комплексов для решения задач тепломассообмена в промышленных агрегатах. Модели физических процессов в Ansys Fluent: учебник – М.: Издательский Дом МИСиС, 2022. – 500 с.

12. Лупий М.Г., Галсанов Н.Л., Ледяев Н.В. et al. Опыт применения технологии вращательно-ударного бурения при сооружении дегазационных скважин на установке БУГ-200. // Уголь. – 2024. – 10 (1185). – С. 68-73.

13. Manko, I.K., Pilipenko, V.V., Zapols'ky, L.G. Use hydrodynamic cavitation for increase of efficiency of process of well drilling. – Fifth International Symposium on Cavitation (CAV2003), Osaka, Japan, November 1-4, 2003.

© А. А. Речкин, Е. П. Русин, 2025

УДК 622.231
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-202-207

А. А. Речкин[1]✉, Б. Б. Данилов

Определение некоторых рациональных параметров пневматической ударной машины со стационарно установленным упругим клапаном

[1]Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: lexxer68@gmail.com Федерация

Аннотация. Рассмотрена проблема работоспособности кольцевого эластичного распределительного клапана в форме усеченного конуса, стационарно установленного в пневматической ударной машине. Основной целью работы является нахождение таких значений модуля упругости материала клапана и диаметра межкамерного дросселя, при которых клапан надежно герметизирует камеру обратного хода. Для поиска таких рациональных значений применялся метод трехмерного компьютерного моделирования «взаимодействие твердое тело – текучая среда» (FSI). Определены модуль упругости материала клапана и диаметр межкамерного дросселя, при которых клапан остается закрытым на протяжении всего обратного хода бойка ударной машины. С использованием найденных значений рассчитан полный рабочий цикл ударной машины, получены зависимости скорости и перемещения бойка ударной машины от времени. При проектировании ударных машин данный метод сокращает затраты на доработку физических моделей.

Ключевые слова: пневматическая ударная машина, упругий клапан, компьютерное моделирование, FSI

A. A. Rechkin[1]✉, B. B. Danilov

Determination of some rational parameters of a pneumatic impact machine with a stationary installed elastic valve

[1]Chinakal Institute of Mining SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: lexxer68@gmail.com

Abstract. The problem of the operability of an annular elastic distribution valve in the form of a truncated cone, stationary installed in a pneumatic impact machine, is considered. The main objective of the work is to find such values of the elasticity modulus of the valve material and the diameter of the interchamber throttle, at which the valve reliably seals the return chamber. To find such rational values, the method of three-dimensional computer modeling "fluid-structure interaction" (FSI) is used. The modulus of elasticity of the valve material and the diameter of the interchamber throttle, at which the valve remains closed throughout the entire return stroke of the impact machine striker, are determined. Using the found values, the full working cycle of the impact machine is calculated. The dependencies of the speed and displscemant of the impact machine striker on time are obtained. This method reduces the costs of refining physical models for design of impact machine.

Keywords: pneumatic impact machine, elastic valve, computer-aided engineering, FSI

Введение

Создание пневматических ударных машин для горнодобывающей промышленности и строительства является в настоящей момент важной и актуальной за-

дачей. Среди таких машин можно выделить пневматические ударные устройства с упругими управляющими элементами, получающие широкое распространение в последнее время. Важным преимуществом таких машин является возможность длительного впуска воздуха в камеру холостого хода при взводе ударника и столь же длительного выхлопа из нее во время рабочего хода. Это позволяет уменьшить начальный объем камеры холостого хода и существенно снизить удельный расход воздуха. При проектировании ударных машин встает вопрос определения параметров устройства, которые обеспечивали бы его работоспособность с заданными выходными характеристиками (энергия удара, ударная мощность и т.д.). Некоторые параметры можно задать исходя из целевых характеристик ударной машины: условий эксплуатации, видов работ, для которых данная машина будет предназначена. Например, исходя из диаметра забиваемых труб можно задать массу и диаметр бойка ударной машины. Так же эти основные параметры можно задать исходя из конструктивных или иных соображений. Что касается динамических характеристик (предударной скорости, частоты ударов), для их расчета можно использовать программы одномерного имитационного моделирования, и определить с их помощью рациональные значения площадей камер рабочего и холостого хода и т.д. [1, 2]. Если использовать эти программы совместно с модулем оптимизации, то можно получить оптимальные искомые расчетные характеристики, варьируемые в заданных промежутках при наложенных ограничениях. Таким образом можно получить расчетные параметры, при которых, например, предударная скорость будет максимальной [3].

В случае ударной машины с упругим управляющим элементом возникает также проблема работоспособности упругого клапана, которая должна быть надежно обеспечена. Рассмотрим принципиальную схему ударной машины со стационарно установленным упругим клапаном в виде усеченного конуса (рис.1.)

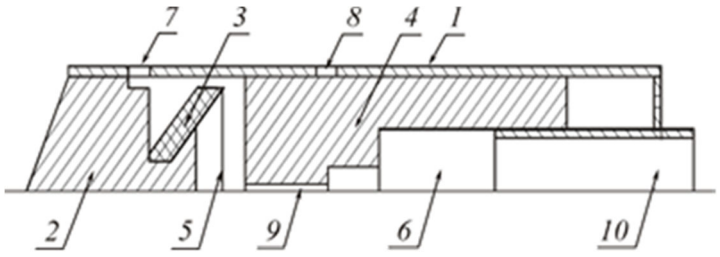


Рис. 1. Принципиальная схема ударной машины: 1 — корпус; 2 — наковальня; 3 — клапан; 4 — боек; 5 — камера обратного хода; 6 — камера прямого хода; 7 — первое выхлопное отверстие; 8 — второе выхлопное отверстие; 9 — межкамерный дроссель; 10 — подача воздуха

Схема работает следующим образом. Под действием магистрального воздуха боек ударной машины разгоняется до предударной скорости, при этом, сталкиваясь с контактной кромкой клапана, деформирует клапан и запирает ка-

меру обратного хода. После удара о наковальню, под действием воздуха, заполняющего через дроссель закрытую переднюю камеру, боек совершает обратный ход до достижения вторых выхлопных отверстий, после чего давление в камере обратного хода падает. Под действием упругих сил клапан схлопывается, открываются первые выхлопные отверстия и боек переключается на рабочий ход. Таким образом проблема работоспособности упругого клапана сводится главным образом к способности клапана от удара бойка перекрыть выхлопной зазор и поддерживать камеру обратного хода в закрытом состоянии на всем протяжении холостого хода бойка. Для выбранной постоянной геометрии клапана существует два изменяемых параметра, которые будут влиять на его работоспособность – это упругие свойства материала клапана и диаметр межкамерного дросселя. Использование слишком жесткого материала клапана затруднит его деформацию и не даст обеспечить герметизацию передней камеры во время холостого хода, слишком мягкий материал может привести к избыточным деформациям и быстрому выходу клапана из строя. Диаметр дросселя должен быть достаточным, чтобы обеспечивать в камере обратного хода необходимое давление для поддержания клапана в деформированном состоянии во время холостого хода. С другой стороны, слишком большой диаметр уменьшит рабочую площадь камер прямого холостого хода и увеличит удельный расход воздуха. Таким образом задача состоит в нахождении рациональных значений упругости материала клапана и диаметра межкамерного дросселя.

Исходя из вышеизложенного, необходимо решить задачу взаимодействия деталей машины и энергоносителя (воздуха). Расчетная схема приведена на рис. 2.

Методы и материалы

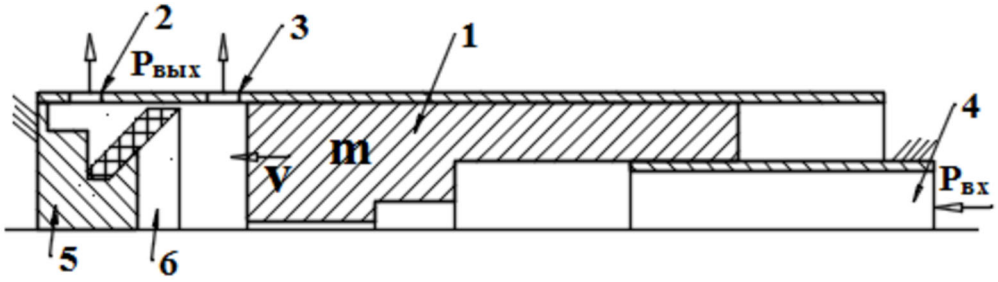


Рис.2. Расчетная схема: 1 – боек ударной машины, 2 – первый выхлопной канал, 3 – второй выхлопной канал, 4 – подача воздуха, 5 – наковальня, 6 – упругий клапан.

Необходимый расчет можно выполнить, решив связанную задачу механики и вычислительной гидрогазодинамики в трехмерной постановке, называемой также задачей взаимодействия «текучая среда – твердое тело» (FSI). Возможность решения такой задачи реализована в программном комплексе Ansys [4]. Расчет параметров потока воздуха и его воздействие на детали машины проводится методом конечных объемов. Полученные силовые факторы передаются в

механический модуль, где методом конечных элементов получают перемещения, которые передаются обратно в модуль вычислительной гидрогазодинамики. Таким образом имеем нестационарную задачу с динамической конечнообъемной сеткой.

В большинстве пневматических приложений воздух может рассматриваться как идеальный сжимаемый газ без учета межмолекулярного взаимодействия, имеющий постоянную теплоемкость. В этом случае для него будет справедливо уравнение состояния идеального газа:

$$p = \rho R T$$

и термодинамические параметры: $h = c_p T$, $R = c_p - c_V$, $\gamma = \frac{c_p}{c_V}$.

Здесь:

ρ - плотность, p – статическое давление, T – температура, R - удельная газовая постоянная, h – энтальпия, c_p - теплоемкость при p=const, c_V - теплоемкость при V=const., γ - показатель адиабаты.

Зависимость динамической вязкости от температуры для воздуха выражается законом Сазерленда [5]:

$$\mu = \frac{1.45 T^{3/2}}{T + 110} \cdot 10^{-6},$$

где T – температура в Кельвинах.

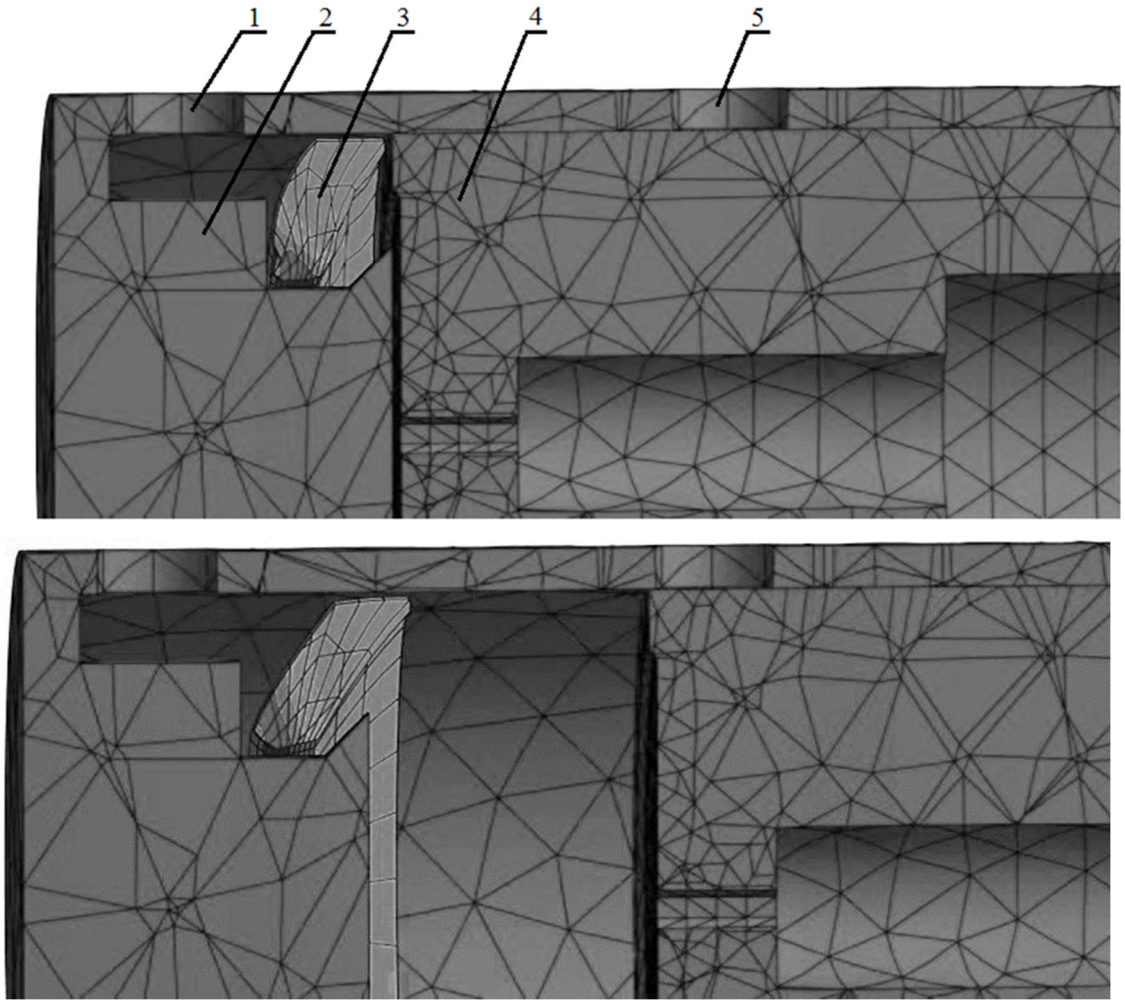
В качестве модели турбулентности для данной задачи внутренней гидрогазодинамики была использована двухпараметрическая модель k-ε, основанная на решении уравнений кинетической энергии турбулентности k и скорости турбулентной диссипации ε [6].

На входе и выходе были заданы граничные условия по манометрическому давлению воздуха $P_{вх}$ = 0.6 МПа и $P_{вых}$ = 0.0 МПа соответственно. На границах воздушных и твердых областей задается граничное условие типа «стенка». Для вязких потоков граничным условием у стенки является отсутствие проскальзывания, т.е. нулевая скорость в случае неподвижной зоны. Для движущейся зоны в абсолютной системе координат воздух на границе «приклеен» к стенке и движется с той же скоростью, что и стенка. Шероховатость поверхности стенки не учитывалась. Масса бойка m=6.1 кг. Начальная скорость движения бойка v была принята 3.8 м/с. Корпус жестко закреплен. Контакт между наковальней и торцевой ударной поверхностью бойка рассматривается как симметричный (поверхности имеют одинаковую жесткость и являются контактными и целевыми одновременно), с учетом трения (коэффициент трения 0.1), коэффициент нормальной жесткости равен 0.1. В контактных парах «боек – клапан» и «боек – наковальня» задан предельный зазор 0.001 м. Материал бойка и корпуса – конструкционная сталь, модуль упругости $E=2 \cdot 10^{11}$ Па. В качестве начального нестационарного

решения было принято решение стационарной задачи с неподвижным бойком. Вычисления проводились с шагом по времени 10^{-5} с.

Результаты

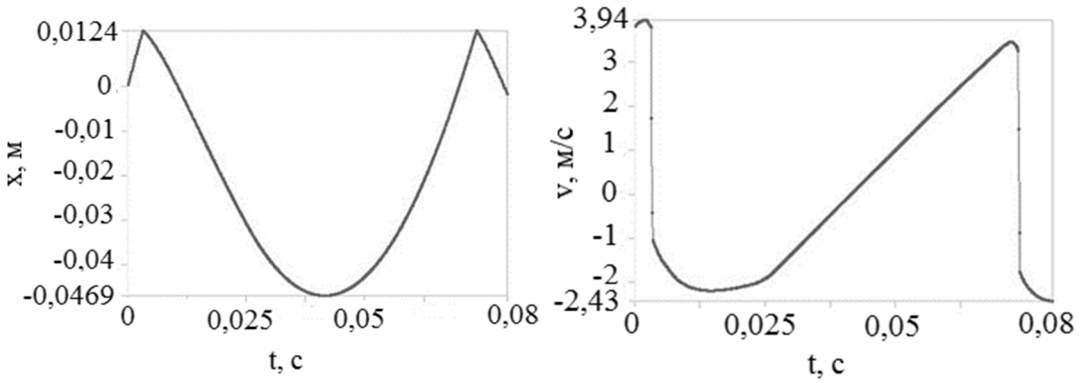
Численные эксперименты показали, что рациональными значениям для материала клапана является модуль упругости $E=7\cdot10^6$ Па, а для дросселя – диаметр $5\cdot10^{-3}$ м. При б*о*льших значениях модуля упругости и меньших значениях диаметра дросселя клапан схлопывался под действием упругих сил и открывал передние выходные отверстия до окончания холостого хода. При полученных рациональных значениях был проведен расчет полного рабочего цикла ударной машины. На рис. 3а видно, что боек перед ударом деформировал упругий клапан, который перекрыл первые выхлопные отверстия, а на рис. 3б показано, что клапан остается в закрытом состоянии до момента достижения передним торцем бойка вторых выхлопных отверстий и окончания холостого хода. На рис. 4 показаны зависимости перемещения и скорости бойка от времени.



а)

б)

Рис. 3. Положение деталей машины перед ударом (а) и перед открытием вторых выхлопных отверстий (б): 1-первое выхлопное отверстие, 2- наковальня, 3-упругий клапан, 4- боек, 5-второе выхлопное отверстие.



а) б)

Рис.4. Зависимость перемещения (а) и скорости (б) бойка ударной машины от времени.

Заключение

Таким образом, в данной работе расчетным путем, с помощью решения связанной задачи механики и гидрогазодинамики, были определены рациональные параметры материала клапана и диаметр межкамерного дросселя пневматической ударной машины с упругим клапаном рассматриваемой принципиальной схемы. Такой расчет позволяет учитывать взаимодействие корпуса, бойка, наковальни, эластичного клапана и воздуха. Полученные рациональные параметры позволили провести расчет полного цикла ударной машины и получить ее динамические характеристики, что дает необходимую информацию для дальнейшей разработки и уменьшает материальные и временные ресурсы на доработку физической модели.

Работа выполнена в рамках проекта НИР № 121052600390-5.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Данилов Б. Б., Речкин А. А., Смоляницкий Б. Н. Исследование динамики пневмоударного механизма с эластичным клапаном при работе с противодавлением в выхлопном тракте // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. 2018. Т. 6. С. 3–11.

2. Речкин А. А. Применение комбинированного метода при проектировании пневматических ударных машин с упругим клапаном // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. 2024. Т. 11. № 3. С. 99–104.

3. Речкин А.А. Оптимизация конструктивных параметров пневматической ударной машины со стационарно установленным упругим клапаном // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2024. – Т. 2. – № 3. – С. 97-103.

4. Федорова Н. Н., Вальгер С. А., Данилов М. Н., Захарова Ю. В. Основы работы в ANSYS 17. М.: ДМК Пресс, 2017. 210 с.

5. Sutherland W. The viscosity of gases and molecular force, Philosophical Magazine, 1893, S. 5, no.36, pp. 507-531.

6. Chou P.Y. On Velocity Correlations and the Solutions of the Equations of Turbulent Fluctuations // Quarterly of Applied Mathematics. 1945, no.3, pp. 38-54.

© А. А. Речкин, Б. Б. Данилов, 2025

УДК 001.891.57
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-208-212

Л. А. Рыбалкин[1]✉, В. В. Сказка[1], И. М. Сердюк[1]

Разработка стенда для исследования распространения сейсмических поверхностных волн вдоль цилиндрической полости

[1]Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: Leonid.Rybalkin@gmail.com

Аннотация. Данная работа рассматривает возможности применения сейсмических волн, распространяющихся вдоль цилиндрической полости, для решения задач горнодобывающей отрасли и инженерного строительства, в частности мониторинга состояния подземных сооружений и туннелей. Для проведения исследований разработан специальный лабораторный стенд, позволяющий моделировать как различные материалы и горные породы за внешним контуром тоннелей, так и процессы фильтрации пластовых вод в окружающем пространстве и обделке модели. В работе демонстрируется возможность применения различной регистрирующей аппаратуры, что в свою очередь позволит не только расширить методологические подходы к проведению исследований, но и отработать наиболее релевантную компановку аппаратуры перед решением задач на действующих инженерных объектах.

Ключевые слова: физическое моделирование, туннельные волны, поверхностные волны, сейсмический мониторинг, мониторинг состояния подземных сооружений

L. A. Rybalkin[1]✉, V. V. Skazka[1], I. M. Serdyuk[1]

Development of a stand for studying the propagation of seismic surface waves along a cylindrical cavity

[1] Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: Leonid.Rybalkin@gmail.com

Abstract. This work examines the possibilities of using seismic waves propagating along a cylindrical cavity to solve problems in the mining industry and engineering construction, in particular monitoring the condition of underground structures and tunnels. A special laboratory stand has been developed to conduct the research, allowing modeling both various materials and rocks behind the outer contour of tunnels, and the processes of filtration of formation waters in the surrounding space and the lining of the model. The work demonstrates the possibility of using various recording equipment, which in turn will not only expand the methodological approaches to conducting research, but also work out the most relevant configuration of equipment before solving problems at existing engineering facilities.

Keywords: physical modeling, tunnel waves, surface waves, seismic monitoring, monitoring of the condition of underground structures

Введение

При возведении инженерных объектов подземного строительства, проходке подземных выработок и прокладке тоннелей важнейшей задачей является обес-

печение безопасности как на этапе строительства, так и в процессе эксплуатации. Проектирование подобных объектов основывается на результатах инженерно-геологической съемки методами бурения разведочных скважин с последующей интерполяцией и оконтуриванием области будущих работ. Зачастую пространственного разрешения таких данных недостаточно для восстановления параметров и границ геологической среды, определения областей в массиве с повышенной неустойчивостью, водоотдачей и разломными зонами. Другой актуальной проблемой является установление точного расстояния от опасных для проходки участков или структур до тоннелепроходческого комплекса.

Часто для решения данных проблем применяются геофизические методы, основанные на регистрации и обработки сейсмического/акустического излучения. [Жуков, 2019; Вагин, 2010; Пригара, 2019; Сапфиров, 2003]. Рассматриваемые сейсморазведочные работы проводятся, как правило, на основе метода отраженных волн. Главным недостатком метода является низкое отношение сигнал/шум вследствие наличия высокоамплитудных поверхностно-волновых и других помех. Перспективным направлением в исследовании состояния массива горных пород является использование сейсмических волн, распространяющихся по поверхности выработки (туннельные волны) для обнаружения зон с выраженными структурными и механическими особенностями, возникающих вблизи горных выработок. К преимуществам сейсмических наблюдений с использованием поверхностных волн относятся высокая амплитуда сигнала и ее малое затухание в процессе распространения, а также возможность установки сейсмоприемников без бурения глубоких шпуров. Применение такого подхода зарекомендовало себя при решении различных задач, сопряженных как с инженерным строительством подземных сооружений, так и при подземной добычи полезных ископаемых [6 - 11]. Данная работа посвящена разработке лабораторных средств исследования возможностей использования туннельных волн для обнаружения низкоскоростных включений вблизи горных выработок.

Лабораторный стенд

Для проведения экспериментальных исследований распространения туннельных волн с целью обнаружения опасных зон, возникающих вблизи горных выработок. был разработан лабораторный стенд. Схематическое изображение стенда представлено на рисунке 1. Для размещения модели туннеля произведена экскавация выемки длинной 15м, шириной 2м и глубиной 2,5 метра. На дно выемки укладывают слой мелкозернистого песка высотой 0,3м с последующим вибротрамбованием. Далее размещают модель туннеля представляющую собой металлическую трубу длинной 11м, внутренним диаметром 0,6м и внешним диаметром 0,7м.

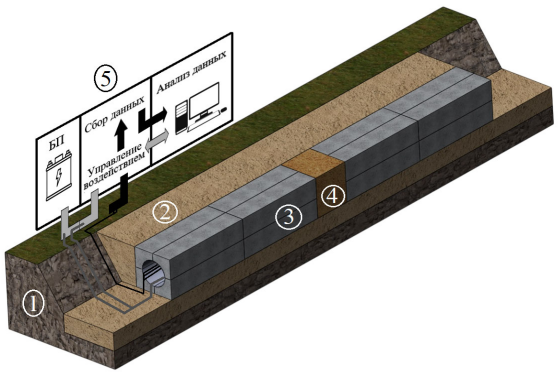


Рис. 1. Стенд для исследования распространения сейсмических поверхностных волн вдоль цилиндрической полости: 1 – экскавационая выемка; 2 –слой из виброутрамбованного грунта; 3 – секции внешнего контура модели; 4 – секция водонасыщенного грунта внешнего контура; 5 – система генерации, сбора и анализа сейсмических сигналов.

Моделирование различных материалов за внешним контуром модели осуществляется за счет организации интервалов засыпки пространства сыпучими породами разного гранулометрического состава с последующим виброуплотнением (лессы, песок, мелкозернистый гравий, и др.) или же созданием искусственной полной или частичной опалубки из бетонных блоков. Линейные размеры внешнего контура могут варьироваться в зависимости от решаемых задач, минимальная толщина стенки контура составляет 1,5 метра для стабильной работы аппаратуры при генерации сигналов до 5000 Гц. Для предотвращения смещения части засыпки размещаются перегородки из листов фанеры мдф, расположенных перпендикулярно оси трубы. Для решения задач с моделированием тоннелей с внутренней обделкой возможна установка предварительно сформированного бетонного кольца во внутреннее пространство трубы с предварительной промазкой интервала стыка твердеющим составом – для предотвращения неполного прилегания стенок.

Наиболее частым негативным явлением в подземных сооружениях и туннелях является фильтрация подземных вод во внутреннее пространство сооружения. Такое движение воды по системам естественной или техногенной трещиноватости, приводит к постепенному разрушению обделки тоннеля и снижению прочности окружающих его пород. Для моделирования процессов фильтрации пластовых вод в натурных условиях выделяют интервал длиной 1 – 1,5м огораживают его листами мдф фанеры с последующей герметизацией стыков прилегания к трубе. Далее размещают гибкую трубку малого внешнего диаметра с предварительно перфорированными стенками: один конец трубки выводят за пределы верхней границы выемки, а второй конец описывает дугу по внешней поверхности модели или же полный круг. После интервал засыпают речным песком малой фракции без последующей трамбовки. Подача воды во внешний конец

трубки будет продуцировать увлажнение интервала имитирую фильтрацию пластовых вод, без рисков размыва соседних секций обкладки трубы.

Исследования распространения сейсмических поверхностных волн вдоль цилиндрической полости позволяют получить информацию о свойствах горных пород с целью определения их типа и глубины залегания за пределами контура туннеля. В данном случае речь идёт о закономерностях, наблюдаемых в законтурной зоне туннеля при искусственном генерировании сейсмических волн. Эти периодические колебания могут генерироваться: однократными импульсами за счет коротких ударов, серии длительных колебаний с периодическим возобновлением. На рисунке 2 представлено размещение источника колебаний на внутренней стенке модели, а также варианты организации измерительных линий.

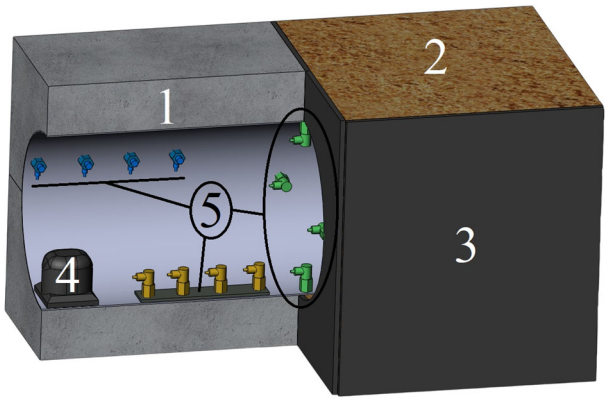


Рис. 2. Возможная расстановка источника и приемников микросейсмических колебаний в ходе экспериментов: 1 – часть секции внешнего контура; 2 – интервал с водонасыщенными породами; 3 – изоляция стенок интервала; 4 – источник колебаний; 5 – пример расстановки сейсмических датчиков.

Источник колебаний представляет собой ButtKicker LFE: низкочастотный преобразователь, оснащенный 1,48-кг сердечником с магнитным подвесом. Данный источник способен генерировать вибрационные колебания с частотой до 500 Гц. Для более высокочастотных колебаний, до 5000 Гц может использоваться источник на базе многослойных пьезокерамических актуаторов. Данные источники, полученные методом совместного спекания в стопке при низком напряжении, обладают отличными характеристиками и длительным сроком службы.

Измерительная система представляет собой набор типовых пьезоэлектрических датчиков ускорений KD33. Благодаря их высокому коэффициенту холостого хода (чувствительности) и высокой внутренней емкости возможно подключение удлиненных проводов до 50м, что в условиях протяженной модели туннеля значительно облегчает задачу размещения. Крепление датчиков возможно, как на твердеющие составы (воск, клей, эпоксидные смолы), так и на контактную измерительную платформу с магнитом на противоположном торце. Последний вариант предпочтителен, так как позволяет оперативно изменять расстановку пачки датчиков при проведении серии разнонаправленных экспериментов.

Выводы

Моделирование породного массива позволяет проводить различные испытания и исследования в лабораторных условиях, получать достоверные данные о механических свойствах пород, их поведении при воздействии различных факторов. Это помогает оптимизировать процессы разработки месторождений полезных ископаемых и строительства инженерных объектов подземным способом, снижать риски и обеспечивать безопасность ведения работ.

Организация представленного в работе лабораторного стенда позволяет проводить серии экспериментальных исследований распространения микросейсмических волн на поверхности протяженного интервала цилиндрической полости, но также позволяет оперативно размещать и корректировать состав генерирующей и регистрирующей аппаратуры.

Благодарности

Исследование выполнено в рамках Госзадания, номер государственной регистрации 121052500138-4 (FWNZ-2021-0001).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Жуков А. А. и др. Способ шахтной сейсморазведки для изучения особенностей геологического строения ВКМС //Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2019. – №. 4. – С. 121-136.

2. Вагин В.Б. Шахтные сейсмические методы изучения строения массивов соляных пород. Минск: БелНИЦ «Экология», 2010. 188 с.

3. Пригара А. М. Особенности применения способа шахтной сейсморазведки на поперечных волнах с разделением отражений //Науки о Земле и недропользование. – 2019. – Т. 42. – №. 2 (67). – С. 176-184.

4. Сапфиров И. А., Бабкин А. И. Горно-геологические приложения сейсморазведочных исследований во внутренних точках среды //Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2003. – №. 10. – С. 214-218.

5. Tzavaras J. et al. Three-dimensional seismic imaging of tunnels //International Journal of Rock Me-chanics and Mining Sciences. – 2012. – V. 49. – P. 12-20.

6. Bohlen T., Lorang U., Rabbel W., Muller G., Giese R., Luth S. and Jetschny S. 2007. Rayleigh-to-shear wave conversion at the tunnel face - from 3D-FD modeling to ahead-of-drill exploration. Geo-physics 72, T67–T79.

7. Jetschny S., Bohlen T., De Nil D. On the propagation characteristics of tunnel surface-waves for seismic prediction //Geophysical Prospecting. – 2010. – Т. 58. – №. 2. – С. 245-256.

8. Chen K., Zhang Z., Zhou Y. Application of surface wave in reinforced concrete invert detection //IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2021. – Т. 660. – №. 1. – С. 012069.

9. Czarny R. et al. Dispersive seismic waves in a coal seam around the roadway in the presence of exca-vation damaged zone // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2021. – V. 148. – P. 104937.

10. Дорохин К.А. Обоснование и разработка метода оценки геодинамического состояния массива горных пород на основе дисперсионных параметров сейсмических волн. – дис. ... канд. техн. наук: 25.00.20. - Институт проблем комплексного освоения недр РАН, Москва, 2017

© Л. А. Рыбалкин, В. В. Сказка, И. М. Сердюк, 2025

УДК 001.891.57
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-213-216

И. М. Сердюк[1]✉, С. В. Сердюков[1]

Автоколебания сжатия при деформировании рыхлых пород

[1]Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: ken04588@gmail.com

Аннотация. Данная работа посвящена выявлению динамических признаков критического состояния породного массива перед разрушением для разработки методов оперативного прогноза горных ударов. В работе представлены результаты экспериментальных работ. Показаны динамические признаки, которые проявляются при моделирование породного контура. Также показана связь акустической эмиссии с возникающими колебаниями напряжений на стадии предразрушения

Ключевые слова: физическое моделирование, акустическая эмиссия, разрушение горных пород, мониторинг напряженно-деформируемого состояния

I. M. Serdyuk[1]✉, S. V. Serdyukov[1]

Self-oscillation of compression during deformation of loose rocks

[1]Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: ken04588@gmail.com

Abstract. This work is devoted to the identification of dynamic signs of the critical condition of a rock mass before destruction in order to develop methods for the operational prediction of rock impacts. The paper presents the results of experimental work. The dynamic features that appear during the modeling of the rock contour are shown. The relationship of acoustic emission with the resulting voltage fluctuations at the stage of pre-destruction is also shown..

Keywords: physical modeling, acoustic emission, rock destruction, stress-strain state monitoring

Введение

Подземная разработка месторождений полезных ископаемых остаётся одним из ключевых способов добычи ресурсов, особенно в условиях глубоких залеганий, сложных геологических условий или высокой ценности минерального сырья. Однако данный метод сопряжён с рядом технических, технологических, экологических и организационно-экономических проблем, которые существенно влияют на эффективность и безопасность горных работ. Одной из главных проблем при подземной добыче являются геомеханические факторы, связанные с нестабильностью породного массива. С увеличением глубины разработки возрастает горное давление, что приводит к деформации выработок, обрушениям кровли и стенок, а также повышенному энерговыделению в виде тектонических напряжений. Особенно сложными считаются участки с наличием разломов, складчатых зон, тектонических нарушений и ослабленных пород. На се-

годняшний день основными подходами к оценке состояния горных выработок являются измерение деформаций породного массива, построение упрощённых моделей геосреды с учётом связи между напряжениями и деформациями, а также определение упругих и прочностных характеристик горных пород на основе лабораторных испытаний керна и инструментальных замеров напряжений разрушающими методами. Вместе с тем, существующие методики обладают рядом существенных ограничений. Таким образом, современные подходы к контролю состояния горных выработок требуют дальнейшего совершенствования с целью повышения адекватности и информативности геомеханических моделей, а также разработки более эффективных методов оперативного и долгосрочного мониторинга напряжённо-деформированного состояния массива [Zhang, 2017; Wang, 2021; LI, 2017].

Методы и материалы

Для проведения экспериментальных работ по физическому моделированию разрушения породного массива в качестве испытуемого образца была выбрана рыхлая горная порода – супесь. Подготовленные образцы имели различные фракции песчаных частиц: <0,3 мм, 0,3 – 0,6 мм, 0,6 – 0,9 мм. Выбор данного материала для проведения экспериментальных работ обусловлен тем, что в реальных условиях разрабатываемый массив горных пород имеет не однородную структуру, а блоковую (Ракишев, 2018). Испытуемый образец представляет собой цилиндр с диаметром 50 мм и высотой 100 мм. Эксперименты проводились с различными боковыми обжимами 0, 100, 500, 1000 и 1500 кПа, такие обжимы позволяли моделировать состояние массива в близи породного контура и на удалении от него. Моделирование разрушения проходило с постоянной скоростью деформации – 1 мм/мин. На рисунке 1 показаны основные направления нагружения, а также расположение измерительных датчиков.

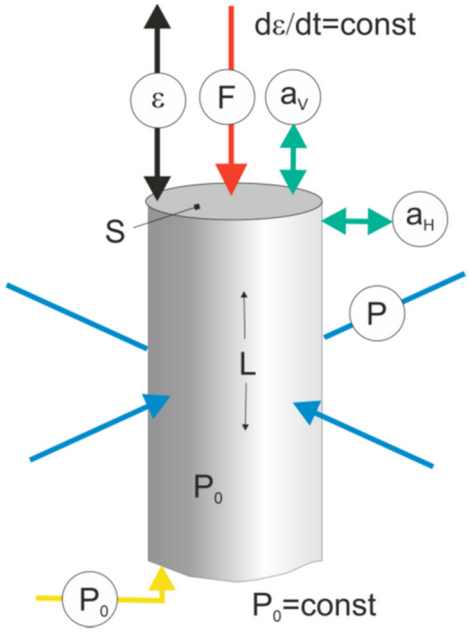


Рис. 1 Направления нагружения и расположение датчиков в эксперименте

Экспериментальные результаты

Моделирование породного массива позволяет проводить различные испытания и исследования в лабораторных условиях, получать достоверные данные о механических свойствах пород, их поведении при воздействии различных факторов. Это помогает оптимизировать процессы разработки месторождений полезных ископаемых и строительства инженерных объектов подземным способом, снижать риски и обеспечивать безопасность ведения работ.

Организация представленного в работе лабораторного стенда позволяет проводить серии экспериментальных исследований распространения микросейсмических волн на поверхности протяженного интервала цилиндрической полости, но также позволяет оперативно размещать и корректировать состав генерирующей и регистрирующей аппаратуры.

В ходе обработки полученных экспериментальных данных были построены графики “нагружения-дефорации” для каждой серии эксперимента. На рисунке 2 приведен график “нагружения-дефорации” в условиях отсутствия бокового обжима образца с размером фракции <0.3 мм.

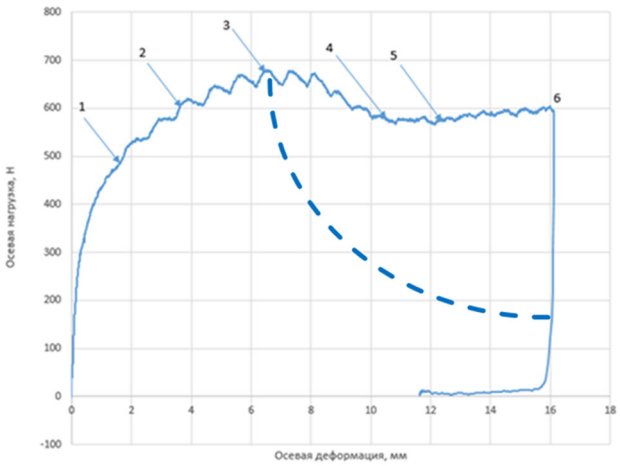


Рис. 2 График «нагружение-деформация» при боковом обжатии образца 0 кПа

На восходящей ветви графика отчетливо видны стадии деформирования, а именно упругий и вязкоупругий участок, пластический участок с проскальзыванием при стабильной нагрузке и, наконец, участок колебаний нагрузки перед разрушением. При нагружении боковой границы модели давлениями от 100 до 500 кПа колебания нагрузки перед разрушением сохраняются, но ослабевают с ростом величины бокового обжима. В условиях большого бокового обжима, который составляет 1500 кПа для графиков “нагружение-деформация” характерно полное отсутствие колебаний вне зависимости от фракции, которая участвовала в эксперименте.

По мимо регистрации нагружения и деформации измерительная система регистрирует акустическое излучение посредством пьезокерамических преобразователей. Участки критического состояния среды характеризуется непрерывным

интенсивным излучением с низкочастотными вариациями мощности. Наблюдается рост амплитуды вариаций с приближением к разрушению. В моменты перехода одной стадии деформирования в другую фиксируются спады акустической эмиссии.

Схожая картина наблюдается при образовании трещин в ледяных покровах Арктики [Богородский, 1980; Смирнов, 1987]. Также при исследование подготовки землетрясений в Байкальской зоне было установлено, что на этапе форшоков характерны нарастающие колебания деформаций и рост низкочастоных вариаций сейсмического сигнала [Борняков, 2021, 2024; Добрынина, 2023]

Выводы

Перед разрушением модели породного массива, деформируемого с постоянной скоростью, возможно возникновение квазигармонических колебаний сжатия среды. Условием их генерирования является наличие породного контура (граница между массивом горных пород и внутренней полостью горной выработки). Интенсивность колебаний уменьшается с увеличением нагружения породного контура. Квазигармонические колебания напряженного состояния породного массива в окрестности горных выработок, камер – это оперативный индикатор критического состояния среды, близости к разрушению. Непрерывная генерация интенсивного акустического излучения с нарастанием во времени амплитуды низкочастотных вариаций мощности – это оперативный индикатор критического состояния среды, близости к разрушению.

Благодарности

Исследование выполнено в рамках Госзадания, номер государственной регистрации 121052500138-4 (FWNZ-2021-0001).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Борняков С. А. и др. Быстринское землетрясение в Южном Прибайкалье (21.09. 2020 г., M W= 5.4): общая характеристика, основные параметры и деформационные признаки перехода очага в мета-нестабильное состояние //Доклады российской академии наук. Науки о Земле. – 2021. – Т. 498. – №. 1. – С. 86-90.

2. Борняков С. А., Каримова А. А., Салко Д. В. и др. // Геосистемы переходных зон. – 2024. – Т. 8, № 4. – С. 313-327.10.

3. Добрынина А. А. и др. АНОМАЛИИ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИХ ШУМОВ КАК ПРЕДВЕСТНИК ОПАСНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ //ПРОГРАММНЫЙ КОМИТЕТ КОНФЕРЕНЦИИ. – 2023. – С. 384.

4. LI N., WANG E., GE M. Microseismic monitoring technique and its applications at coal mines: Present status and future prospects //Journal of china coal society. – 2017. – Т. 42. – №. S1. – С. 83-96.

5. Wang X. et al. Failure mechanism of fractured rock and associated acoustic behaviors under different loading rates //Engineering Fracture Mechanics. – 2021. – Т. 247. – С. 107674.

6. Zhang Y. et al. Acoustic emission characteristics and failure mechanism of fractured rock under different loading rates //Shock and Vibration. – 2017. – Т. 2017. – №. 1. – С. 5387459.

© И. М. Сердюк, С. В. Сердюков, 2025

УДК 621.23.05
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-217-222

В. В. Червов[1]✉, И. В. Тищенко

Параметры пневмомолота при минимальном удельном расходе сжатого воздуха

[1]Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н. А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: chervov@misd.ru

Аннотация. Одним из основных параметров пневмомолота является общий расход сжатого воздуха. Он был измерен для каждого пневмомолота серии Тайфун при помощи термоанемометрического расходомера для всех режимов работы. Для определения остальных конструктивных параметров необходимо вычислить удельный расход воздуха на единицу энергии удара. Самым главным среди них показателем является масса ударника, которая определяет габариты машины. Построенные расходные характеристики пневмомолота учитывают наличие инерционного клапана в ударнике, и направление ударов – горизонтальное или вертикальное. Для наглядности и сравнения удельных расходов воздуха основных пневмомолотов серии Тайфун друг с другом они были изображены вместе и в зависимости от частотного диапазона в пределах от 1 до 6 Гц.

Ключевые слова: виброударные технологии, пневмомолот, сжатый воздух, расход воздуха, частота ударов, масса ударника

V. V. Chervov[1]✉, I. V. Tishchenko

Pneumatic hammer parameters with minimum specific compressed air consumption

Federal State Budgetary Institution of Science N. A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: chervov@misd.ru

Annotation. One of the main parameters of the pneumatic hammer is the total compressed air consumption. It was measured for each Typhoon series pneumatic hammer using a thermoanemometric flow meter for all operating modes. To determine the remaining design parameters, it is necessary to calculate the specific air consumption per unit of impact energy. The most important indicator among them is the mass of the drummer, which determines the dimensions of the machine. The constructed flow characteristics of the pneumatic hammer take into account the presence of an inertial valve in the hammer, and the direction of the blows is horizontal or vertical. For clarity and comparison of the specific air flow rates of the main Typhoon series pneumatic hammers with each other, they were depicted together and depending on the frequency range in the range from 1 to 6 Hz.

Keywords*:* vibration-impact technologies, pneumatic hammer, compressed air, air flow, impact frequency, mass of the impactor

Введение

Выполнение специальных строительных работ на основе виброударных технологий требует подбора оборудования с учетом грунтовых условий и окру-

жающей строительную площадку инфраструктуру [1]. В отличие от мощных вибропогружателей, обладающих большими массогабаритными характеристиками, пневмомолоты оказывают существенно меньшее воздействие на ближние строения и коммуникации. Поэтому применение пневмоударной техники для реализации виброударных технологий актуально. Важно учитывать абсолютный расход воздуха и энергию удара выбираемого пневмомолота (ведущей машины).

Цель работы. Установить влияние массогабаритных показателей пневмомолота на удельный расход воздуха.

Ведущая машина и расход энергоносителя. Виброударные технологии применяют при бестраншейной прокладке подземных защитных стальных труб и при возведении вертикальных сооружений в грунте из стального проката или труб различного назначения: свайных фундаментов, подпорных стен в грунте, эстакад [2].

Для реализации виброударных технологий применяются два вида пневмомолотов: тяжелые пневмопробойники – СО-134, СО-166, М-200 и М-400 [3] и клапанные пневмомолоты серии Тайфун [4]. Устройство этих машин приведено на рисунке 1.

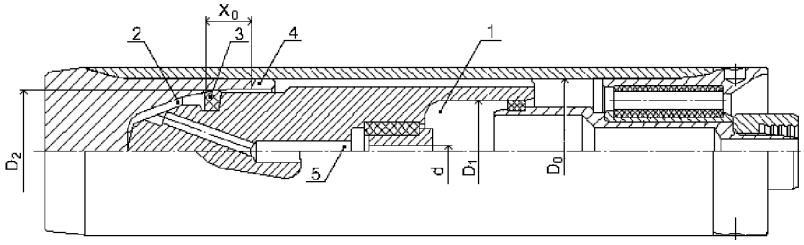


Рис. 1. Функциональная схема пневмомолота серии Тайфун: 1, 2 – камеры прямого и обратного хода; 3 –упругий кольцевой клапан; 4 – продольные выхлопные пазы; 5 – дроссельный канал; D0 – внутренний диаметр корпуса (калибр машины); D1 – диаметр патрубка; D2 – диаметр цилиндра наковальни; d - диаметр сменного жиклера; X0 – длина хода ударника до начала выхлопа

Принцип действия пневмомолота следующий. Сжатый воздух поступает в камеру 1 прямого хода и по каналу 5 в ударнике в камеру 2 обратного хода. Паразитный объем камеры 2 имеет минимальное значение, по сравнению с тяжелым пневмопробойником. Эта особенность определяет наименьший объем камеры обратного хода пневмомолота. Давлением в камере 1 ударник перемещается вперед до упора и касания упругим кольцевым клапаном 3 внутренней конусной поверхности наковальни. Тем самым камера 2 обратного хода изолируется от выхлопного тракта. Под действием давления в камере 2 ударник перемещается назад на ход x_0 до продольных выхлопных пазов 4. Через пазы 4 воздух из камеры 2 выходит в атмосферу и давление в ней снижается. Под действием упругих сил растянутый давлением упругий кольцевой клапан 3 сжимается – образуется кольцевой зазор, по которому камера 2 сообщается с атмосферой. Ударник совершает рабочий ход и наносит удар. Диаметр d канала в ударнике ограничивает количество сжатого воздуха, проходящего через пневмомолот. В результате изменяется частота уда-

ров и расход воздуха за цикл работы пневмомолота. Квадрат отношения диаметров D_2 и D_1 определяет соотношение площадей рабочих камер. Оно находится в пределах 1.5...1.6. Отношение длины хода X_0 к диаметру патрубка D_1 определяет показатель λ. При $\lambda \leq 1$ пневмомолот относится к классу короткоходовых машин. При $\lambda > 1$ мы имеем длинноходовые машины.

Определение расходных характеристик пневмомолотов осуществлялось с использованием лабораторного измерительного комплекса [5]. Его основной функциональной частью является расходомер производства компании CS Instruments (Германия), способный измерить массовый или объемный расход сжатого воздуха, и относящийся к классу термоанемометрических расходомеров, высокоточный датчик которых выполнен из качественного материала, без подвижных частей в конструкции, что позволяет минимизировать влияние внешней среды. Принцип его действия базируется на изменении температуры подогреваемого тела, помещенного в вентиляционную струю газовой среды и заключается в измерении скорости воздушного потока в отдельной точке подводящей магистрали с последующим вычислением расхода путём умножения данной величины на площадь поперечного сечения трубы и поправочный коэффициент, зависящий от характера движения газа. Приборная цепь состоит из датчика (модель VA 300), нагревательный элемент которого установлен в измерительном участке трубопровода (тип DN 65), который обеспечивает диапазон варьирования проточного расхода в пределах 0 – 18 м^3/мин; измерительно – регистрирующего модуля (модель DS 300) с аналоговым выходом 4 – 20 мА и запоминающим устройством на 6000 измерений; компьютера с программным обеспечением CS Soft Professional.

По результатам измерений расхода воздуха всего типоразмерного ряда пневмомолотов серии Тайфун построены графики общего расхода воздуха в зависимости от диаметра d сменного жиклера при вертикальном и горизонтальном расположении машины, а также с инерционным клапаном [6] (на рисунке 1 не показан) или без него (рис. 2 и 3).

Расход воздуха у пневмомолота Тайфун-70 при малом сечении жиклера в атмосферу (линия 1 на рисунке 2) почти совпадает с расходом воздуха через машину при её работе (линия 2). Небольшое отличие можно объяснить погрешностью измерений.

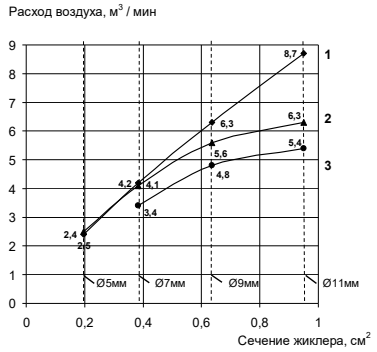


Рис. 2. Расходная характеристика пневмомолота с массой ударника 70 кг: 1 – расход воздуха через жиклер в атмосферу; 2 – без инерционного клапана; 3 – с инерционным клапаном.

При увеличении диаметра жиклера до ∅ 9 – 11 мм разница между значениями общих расходов воздуха непосредственно в атмосферу (линия 1 на рисунке 2) и расходами через машину (линии 2 и 3) существенно увеличивается. При ∅ 11 мм частота ударов достигает максимального значения.

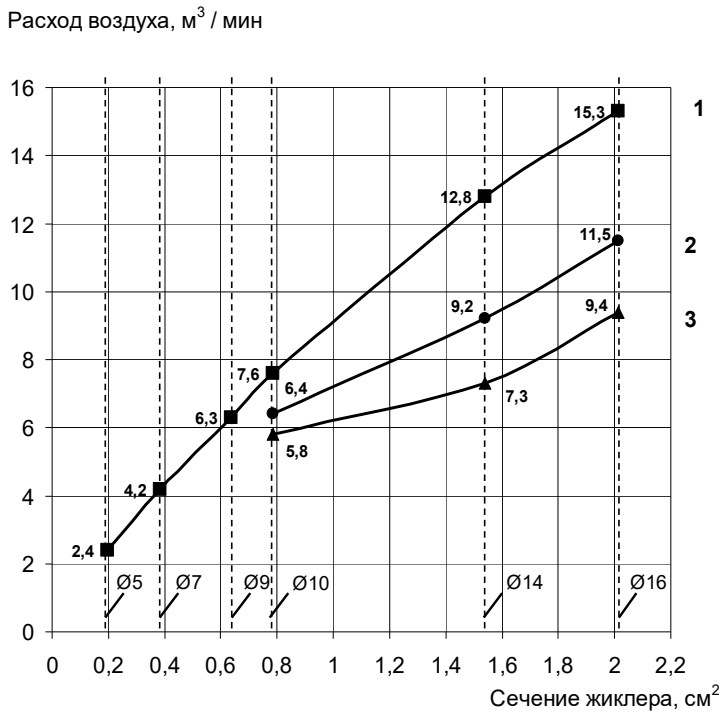


Рис. 3. Расходная характеристика пневмомолота с массой ударника 500 кг: 1 – расход воздуха через жиклер в атмосферу; 2 – горизонтальное положение; 3 – вертикальное вниз положение.

При использовании инерционного клапан в пневмомолоте Тайфун-70 частота ударов и расход воздуха уменьшаются (линия 3 на рисунке 2). Частота ударов снижается на 0,5 Гц вследствие увеличения времени обратного хода.

Несмотря на более высокую энергию единичного удара и увеличенный цикловой расход воздуха при вертикальном использовании пневмомолота Тайфун-500 расход воздуха в единицу времени уменьшается (линия 3 на рисунке 3).

Результаты. На основании полученных расходных характеристик были определены удельные расходы воздуха для некоторых пневмомолотов серии Тайфун (рис. 4). В диапазоне изменения частоты ударов от 1 до 6 Гц группа короткоходовых машин представлена четырьмя устройствами с массами ударников 40, 130, 140 и 500 кг. Длинноходовые машины представлены также четырьмя устройствами с массами ударников 70, 190, 320 и 740 кг.

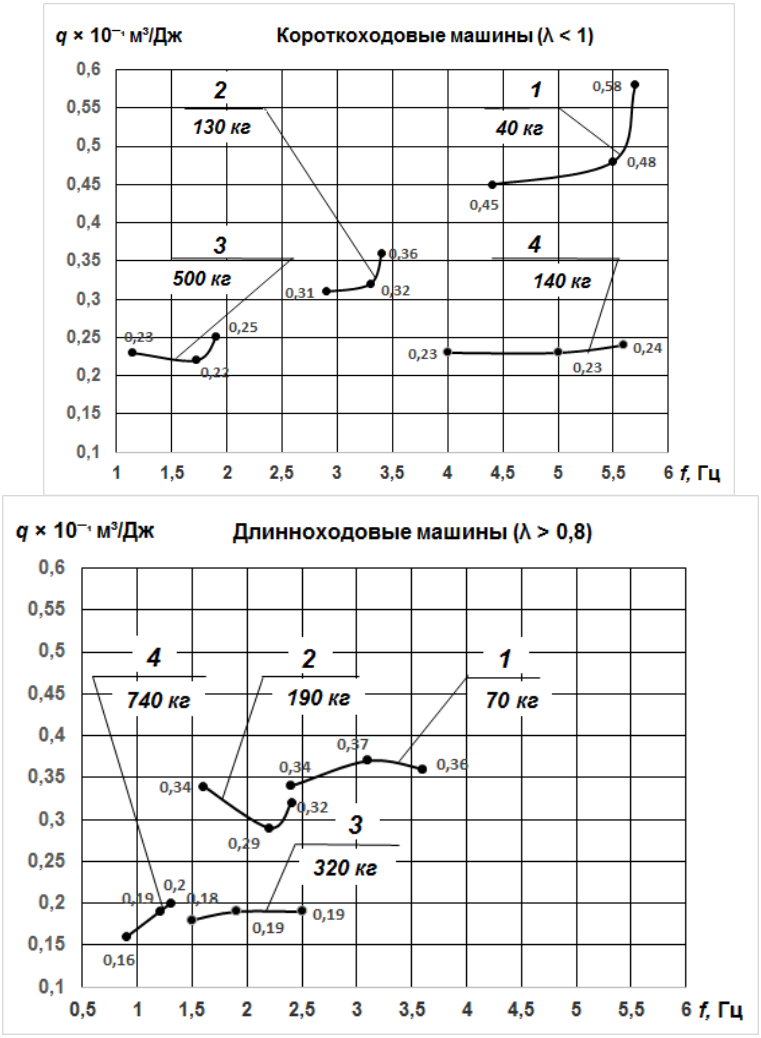


Рис. 4. Удельный расход сжатого воздуха в зависимости от частотных диапазонов регулирования типоразмерного ряда пневмомолотов серии Тайфун

Каждое из представленных устройств имеет свою частотную область существования. Эти области частично совпадают. Например, короткоходовые машины с массами ударников 40 и 140 кг; длинноходовые машины с ударниками 190 и 320 кг. Кроме того, наблюдается частичное совпадение частотных областей короткоходовых машин (130 и 500 кг) с областями длинноходовых машин (70 и 740 кг).

Наибольший удельный расход воздуха имеют машины с меньшими массами ударников (40 и 70 кг). Увеличение массы ударника как в короткоходовой (130 кг), так и в длинноходовой машине (190 кг) способствует уменьшению удельного расхода воздуха. Последующее увеличение массы ударника (140, 320, 500, 740 и 190 кг) приводит к дальнейшему снижению удельного расхода воздуха. Наибольшее влияние увеличения массогабаритных показателей на снижение удельного расхода воздуха наблюдается у длинноходовых машин (740 кг).

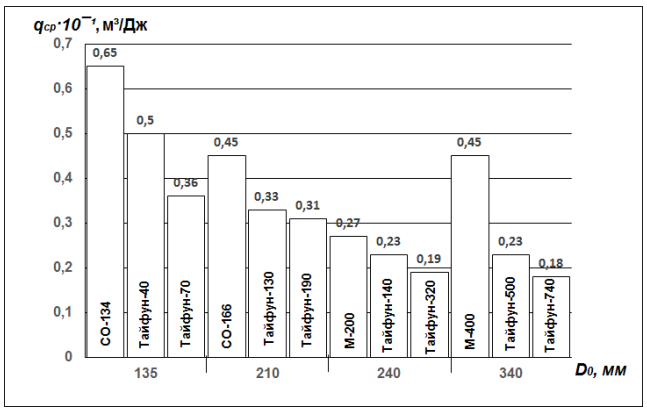


Рис. 5. Средние удельные расходы воздуха пневмопробойников и пневмомолотов при частоте ударов для групп машин по внутреннему диаметру корпуса D0: СО-134 – 4,1 Гц; Тайфун-70 – 3,6 Гц; СО-166 – 3,8 Гц; Тайфун-190 – 2,7 Гц; М-200 – 3,2 Гц; Тайфун-320 – 1,9 Гц; М-400 – 2,8 Гц; Тайфун-740 – 1,2 Гц

На рисунке 5 показаны средние значения удельных расходов воздуха пневмопробойников и пневмомолотов. Они разделены на группы в зависимости от внутреннего диаметра корпуса D_0. Машины с меньшими массогабаритными показателями имеют больший средний удельный расход воздуха и наоборот. Пневмопробойники относятся к классу бесклапанных машин с увеличенным объемом камеры обратного хода.

Выводы

1. Клапанные машины с наименьшим объемом камеры обратного хода обладают самым малым удельным расходом воздуха по сравнению с бесклапанными пневмомолотами.

2. Длинноходовые клапанные машины по-сравнению с короткоходовыми отличаются пониженным удельным расходом воздуха.

3. Среди длинноходовых машин с упругим клапанным воздухораспределением наименьший удельный расход воздуха имеют пневмомолоты с большей массой ударной части несмотря на высокий абсолютный расход воздуха.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кершенбаум Н. Я. Прокладка горизонтальных и вертикальных скважин ударным способом. – М.: Недра, 1984. – 245 с.

2. Смоляницкий Б. Н. Червов В. В., Скачков К. Б. Новые пневмоударные машины Института горного дела СО РАН // Механизация строительства. – 2001. – №12. – С. 7–12.

3. Гурков К.С., Климашко В.В., Костылев А.Д. и др. Пневмопробойники. – Новосибирск: Изд-во ИГД СО РАН, 1990. – 217с.

4. Рыбаков А. П. Основы бестраншейных технологий – М.: Пресс Бюро, № 1. 2005.

5. Червов В. В., Тищенко И. В., Червов А. В. Влияние элементов системы воздухораспределения пневмомолота с упругим клапаном на потребление энергоносителя // ФТПРПИ. – 2009 - № 1. С. 41 – 47.

6. Пат. 2085363 РФ. Червов В.В., Смоляницкий Б.Н., Трубицын В.В., Вебер И. Э. Устройство ударного действия. – Опубл. в БИ, 1997, № 21.

© В. В. Червов, И. В. Тищенко, 2025

УДК 539.421
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-223-230

Е. Н. Шер[1]✉

Расчет в двухмерной постановке задачи внедрения клина в хрупкую среду с учетом развития магистральной трещины

[1]Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
«Институт горного дела им. Н. А. Чинакала» СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: ensher@gmail.com

Аннотация. Разработана схема получения аналитического решения в рамках двухмерной постановки упругой задачи определения сопротивления внедрению жесткого клина в хрупкую среду с учетом развития магистральной трещины. Подтверждена ее работоспособность сравнением расчетов с данными, полученными в экспериментах по ударному разрушению клином пластин из оргстекла. Проведено сравнение теоретических зависимостей сопротивления внедрению жесткого клина в хрупкую среду и размера магистральных трещин от величины внедрения, полученных в двухмерной и трехмерной постановках задачи. Показано, что решение , полученное в двухмерной постановке при малых значениях внедрения клина уточняет расчет, предложенный для определения силы внедрения клина в упругое полупространство. Такое решение может использоваться так же для теоретической оценки развития трещин при взрыве удлиненных зарядов в хрупкой горной породе.

Ключевые слова: внедрение клина, горные породы, двухмерный расчет, сопротивление внедрению, коэффициент жесткости, магистральная трещина

E. N. Sher[1]✉

Calculation in a two-dimensional formulation of the problem of wedge penetration into a brittle medium taking into account the development of the main crack

[1]Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: ensher@gmail.com

Abstract. A scheme for obtaining an analytical solution within the framework of a two-dimensional formulation of an elastic problem of determining the resistance to the introduction of a rigid wedge into a brittle medium, taking into account the development of a main crack, has been developed. Its operability has been confirmed by comparing the calculations with the data obtained in experiments on the impact destruction of organic glass plates by a wedge. A comparison of the theoretical dependencies of the resistance to the penetration of a rigid wedge into a brittle medium and the size of the main cracks on the penetration value obtained in two-dimensional and three-dimensional formulations of the problem has been carried out. It is shown that the solution obtained in a two-dimensional formulation for small values of wedge penetration refines the calculation proposed for determining the wedge penetration force into an elastic half-space. Such a solution can also be used for theoretical evaluation of crack development during the explosion of elongated charges in brittle rock.

Keywords: Wedge penetration, rocks, two-dimensional calculation, penetration resistance, stiffness coefficient, main crack

Введение

Актуальным для совершенствования технологий ударного разрушения горных пород является разработка расчетных методов оценки разрушающего действия ударного органа механизмов на породный массив. К настоящему времени на основе анализа большого объема экспериментальных исследований [1] выявлена качественная картина процесса разрушения при ударе жесткого клина по свободной границе твердой среды. Отмечается, что в начале внедрения клина возле линии контакта происходит образование зоны пластического течения. Образующаяся при этом в результате пластической деформации микротрещина перерастает в медианную трещину [2-4]. Дальнейшее увеличение нагрузки на клин приводит к ее устойчивому росту. Разрушающее действие клина подробно исследовано в плоской постановке задачи о взаимодействии клина и хрупкой горной породы в [5]. В этой работе с использованием аппарата механики трещин разработаны расчетные модели определения параметров развивающейся магистральной трещины при внедрении падающего массивного клина и динамики его движения. В [6] рассмотрена в трехмерной постановке задача о внедрении клина с ограниченной шириной лезвия в упругое полупространство нормально к его поверхности. Рассчитана форма образующейся плоской трещины, имеющая вид полуовала, описанного вокруг кромки внедряющегося клина. Аналогичный результат получен при экспериментальном моделировании на образцах из оргстекла. В [7] разработана расчетная схема внедрения клиновидного индентера в упругую среду, позволяющая определять зависимость коэффициента жесткости породы при внедрении клина от геометрических его параметров и механических свойств породы. В этой работе внедрения клина в упругую среду моделируется раскрытием в упругом пространстве плоской дислокационной площадки размерами, определяемыми шириной клина $2b$ и заглублением h, и площадью $S_0=4bh$. Анализ численного решения трехмерной задачи о раскрытии такой площадки, сопровождающейся развитием плоской трещины со свободными берегами, окружающей ее, показал, что такое решение достаточно близко к аналитическому решению задачи о раскрытии дисковой трещины, нагруженной в ее центре на круглой площадке площадью S_0. На основе этого решения были построены приближенные формулы, определяющие силу внедрения клина и размер магистральной трещины при заданном внедрении клина, его геометрии и механических свойств среды. Такие приближенные соотношения были построены в предположении, что размер магистральной трещины по форме близкой к круговой заметно больше поперечного размера клина $2b$. Для определения силы сопротивления клина внедрению на начальном этапе, когда размер магистральной трещины соизмерим или меньше ширины клина целесообразно рассмотреть задачу о внедрении клина в двухмерной постановке. Такая постановка рассмотрена в настоящей работе.

Постановка модельной задачи о внедрении клина в упругое полупространство в двухмерной постановке.

На рис. 1а изображен схематично клин с углом заострения 2α, внедрившийся в нижнюю полуплоскость на глубину h. В результате внедрения клина в нижней полуплоскости вдоль оси y образуется трещина длиной a. Клин внедря-

ется под действием вертикальной силы *F*. Такое нагружение приводит к силовому воздействию на берега трещин в зонах контакта с клином. Внедрение клина приводит к раздвижению берегов образовавшейся трещины. В настоящей работе с учетом того, что заглубление клина *h* значительно меньше размера *a* магистральной трещины, приближенно принимается, что развитие магистральной трещины происходит под действием дислокационного раскрытия ее берегов на прямолинейном участке, примыкающем к свободной поверхности длиной *h*, равной глубине внедрения клина (рис.1б). Раскрытие на этом участке принимается постоянным по его длине и равным среднему раскрытию, определяемому геометрией внедряющегося клина $d = h \cdot tg\,\alpha$.

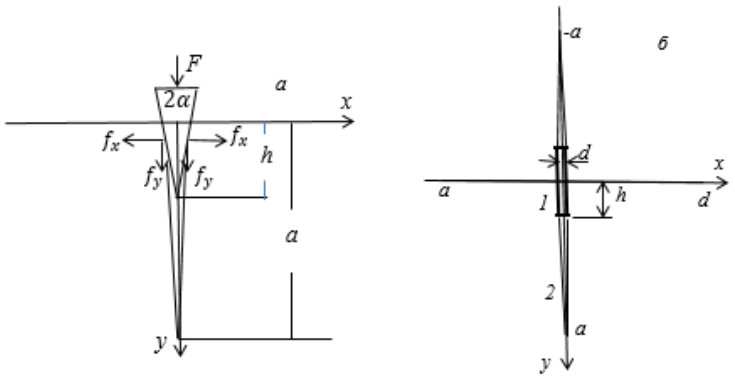


Рис. 1. Схема воздействия внедряющегося клина на упругую полуплоскость (*а*) и постановка задачи расчета развития трещины *2* при раскрытии дислокационной площадки *1*, моделирующей внедрение клина с учетом свободной поверхности (*б*)

Учет свободной поверхности в данной работе в расчете взаимодействия клина с упругой средой проводится упрощенно, в предположении, обоснованном в [8], что приближенно влияние свободной поверхности при развитии трещины в плоскости перпендикулярной ей может быть учтено при решении симметризованной задачи, схема которой приведена на рис.1б. По этой схеме рассматривается развитие вертикальной трещины в упругой плоскости под действием раскрытия центрально расположенного дислокационного разрыва длиной 2*h*.

Близким к решению задачи о развитии плоской трещины при расширении в упругой плоскости дислокационного разрыва является решение задачи о равновесном развитии трещины, распложенной вдоль оси *x* при нагружении ее берегов давлением *p* на центрально расположенном интервале оси *x* длиной $2a_0 = 2h$. В последней задаче для трещины длиной 2*a* известно значение коэффициента интенсивности поля напряжений (КИН) возле ее кромок:

$$K_I = \frac{2p\sqrt{a}}{\sqrt{\pi}} \arcsin\left(\frac{a_0}{a}\right) \tag{1}$$

Это соотношение можно использовать для определения работы и объема раскрытия трещины на интервале нагружения при $|x| < a_0$. Согласно Ирвину, удельная энергия $\frac{1}{2}\frac{dW}{da}$, выделяющаяся при симметричном увеличении длины трещины связана с КИН энергетическим соотношением:

$K_I^2 = \frac{E}{2(1-\nu^2)}\frac{dW}{da}$, где W – упругая энергия единичного слоя пространства с нагруженной двухмерной трещиной

Отсюда для потенциальной упругой энергии W получаем дифференциальное уравнение:

$$\frac{dW}{da} = \frac{8p^2 a(1-\nu^2)}{\pi E}\left[\arcsin\left(\frac{a_0}{a}\right)\right]^2,$$

которое, после замены переменной $a = a_0 / \sin(\varphi)$, удается проинтегрировать:

$$W = Ca_0^2 p^2\left[\frac{\varphi^2}{2\sin(\varphi)^2} + \varphi ctg(\varphi) - \ln(\sin(\varphi))\right], C = {8(1-\nu^2)}\Big/{(\pi E)} \tag{2}$$

В рассматриваемом случае трещины, нагруженной на интервале $2a_0$ давлением p: $W = pV/2$, где V - объем раскрытия трещины на интервале нагружения. Через объем среднее раскрытие трещины d на интервале нагружения определяется соотношением: $d = V/(2a_0)$, отсюда и из уравнения (2) можно получить выражение для определения равновесного давления p через среднее раскрытие дислокационного разрыва, его длину и длину трещины:

$$p = \frac{d}{a_0 C}\left[\frac{\varphi^2}{2\sin(\varphi)^2} + \varphi ctg(\varphi) - \ln(\sin(\varphi))\right]^{-1}, \tag{3}$$

Второе уравнение для определения давления p следует из уравнения (1):

$$p = \frac{\sqrt{\pi}K_{IC}\sqrt{\sin(\varphi)}}{2\varphi\sqrt{a_0}} = \frac{D}{\sqrt{a_0}}\frac{\sqrt{\sin(\varphi)}}{\varphi}, \qquad D = \frac{\sqrt{\pi}K_{IC}}{2} \tag{4}$$

Исключая давление p из соотношений (1), (3) получаем уравнение для определения φ и соответственно a, через раскрытие дислокационного разрыва d при заданной его длине $2a_0$ и констант среды.

$$\frac{d}{C\,D\sqrt{a_0}} = \left[\frac{\varphi^2}{2\sin(\varphi)^2} + \varphi\, ctg(\varphi) - \ln(\sin(\varphi))\right]\left[\frac{\sqrt{\sin(\varphi)}}{\varphi}\right] \qquad (5)$$

Расчеты по этому уравнению проводились для приближенного описания внедрения клина с углом заострения 30° на глубину h в пластину из оргстекла. для которого принимались значения модуля Юнга $E = 3\cdot 10^9$ Па, коэффициента Пуассона $\nu = 0.3$, критического коэффициента интенсивности напряжений среды $K_{IC} = 10^6\,\text{Па}\cdot\text{м}^{1/2}$. В этом случае применительно к уравнению (5) имеем $a_0 = h$, $d = h\sin(\alpha)$, $\varphi = \arcsin(h/a)$, где α - половина угла заострения клина. В результате решения уравнения (5) для $h = 1 \div 10 мм$ определялись значения φ. По формуле $a = a_0 / \sin(\varphi)$ и формулам (4) рассчитывались зависимости размера равновесной трещины $a(h)$ и $p(h)$. Графики $a(h)$ приведены на рис.2а кривой 1.

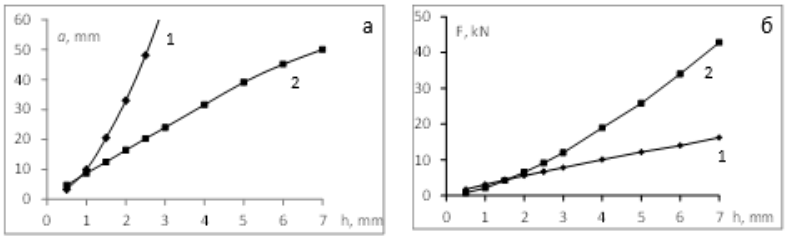


Рис.2 Зависимости максимального размера трещины *a* и силы, действующей на клин при его внедрении *F*, от глубины внедрения клина

Сила *F*, действующая на клин при его внедрении в плоский слой упругого полупространства толщиной *b*, определялась в предположении взаимодействия граней клина с контактными площадками среды по закону сухого трения согласно соотношениям [7]:

$$F(h) = 2 f_x k(\alpha,\mu), \quad k(\alpha,\mu) = \frac{\sin(\alpha) + \mu\cos(\alpha)}{\cos(\alpha) - \mu\sin(\alpha)} \qquad (6)$$

Здесь $f_x = bhp(h)$ – горизонтальная сила раскрытия дислокационной площадки (рис.1а), соответствующей внедряемому клину, μ – коэффициент трения пары клин – среда, принимаемый в расчетах равным 0.3 , *b*=2.8 см – толщина плоского слоя упругого полупространства, применительно к разрушению которого рассчитана сила *F* . Рассчитанный по (6) график $F(h)$ приведен на рис.2б. кривой 1.

Было проведено сравнения полученных данных с результатами расчетов, проведенных по методике работы [7], зависимостей максимального размера трещины и силы, действующей на клин при его внедрении, от глубины внедрения клина, при решении в трехмерной постановке задачи о равновесном внедрении клина в упругое полупространство. Такие зависимости приведены на рис.2 а, б кривыми 2. В трехмерных расчетах предполагалось, что ширина клина составляет *b*=2.8

см, что соответствует расчету в двухмерной постановке. Все остальные параметры задач также принимались равными. Из сравнения графиков рис.2а следует, что рост размера магистральной трещины с увеличением глубины внедрения клина в плоском случае деформирования среды, например при раскалывании пластины, значительно больше, чем в пространственном случае при внедрении клина в полупространство. Близкие значения размера трещин в этих задачах наблюдаются при $h \le 1мм$. Количественное соотношение в значении сил расклинивания в случае пластины и полупространства (рис.2б) обратное. На начальном этапе внедрения при $h \le 1.5мм$ сила, необходимая для внедрения клина в пластину больше, чем требуется в пространственном случае, но с дальнейшем ростом заглубления, такая сила растет значительно медленнее требуемой в пространственном случае. Как было отмечено ранее, аналитическое решение [7], полученное в пространственном случае предполагает, что форма трещины близка к круговой. Это возможно, когда максимальный радиус трещины равен или больше половины ширины клина. В наших расчетах в пространственном случае такой размер $a = 14мм$ согласно рис.2а получается при $h \simeq 1.5мм$, что близко к точке равенства значений кривых 1 и 2 на рис.2б. На основании этого можно предполагать, что до $h \simeq 1.5мм$ сопротивление внедрению в пространственном случае определяется кривой 1 на рис.2б, а при большем заглублении кривой 2. Для уточнения этого перехода требуются более точные расчеты и экспериментальная проверка.

Экспериментальная проверка приведенного в настоящей статье расчета в двумерной постановке внедрения клина в хрупкую среду с учетом развития магистральной трещины проводилась расклиниванием пластин из оргстекла. В экспериментах использовался струнный гравитационный копер. В опытах определялась динамика внедрения падающего массивного клина на одну из четырех граней квадратной пластины из оргстекла толщинами 10 и 20мм и размером 100*100мм. Сила сопротивления внедрению определялась с помощь акселерометра, установленного на клине. Пример осциллограммы сигнала акселерометра, полученной при ударе клина по торцу пластины приведен на рис.3а. Полученные данные о силе, соответствующей максимальному значению ускорения клина, и размере образующейся магистральной трещины сравнивались с теоретическими оценками этих величин. Расчетные зависимости, связывающие размер трещины и значение силы внедрения клина проведены на рис.3б кривыми 1 и 2, соответствующими расчетам для пластины и полупространства.

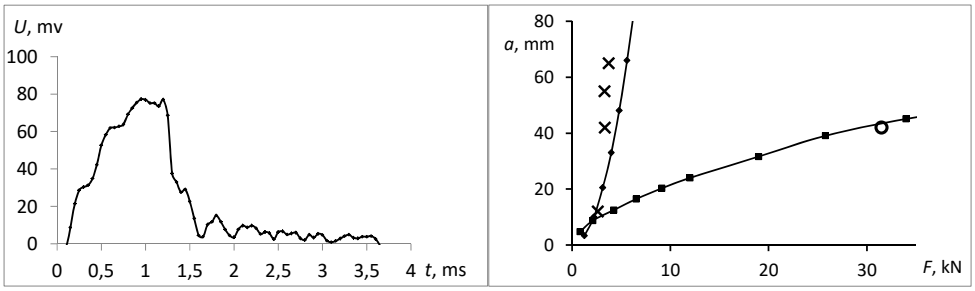


Рис.3 Зависимости, связывающие размер магистральной трещины *a* и силы *F*, действующей на клин при его внедрении, полученные при решении в двухмерной и трехмерной постановках задач о внедрении клина в упругую среду - кривые 1 и 2 соответственно.

Данные экспериментов по ударному внедрению клина в пластины приведены на рис.3б крестиками. Видно, что экспериментальные данные находятся вблизи теоретической зависимости (кривая 1), полученной при решении задачи о внедрении клина в двухмерной постановке, и подтверждают ее качественно. Количественное отклонение по величине силы данных эксперимента и расчета не превышает 30%.

Более точное соответствие эксперимента и теории при разработке расчетных схем процесса внедрения клиновидного инструмента в хрупкие горные породы было получено в работе [11], где проводилось на сервогидравлическом прессе Инстрон 8802 статическое внедрение клина в объемный образец из оргстекла. Полученные в таком эксперименте максимальные значения силы внедрения и размер образовавшейся трещины приведены на рис.3б маркером в виде кружка на кривой 2, соответствующей решению задачи о внедрении клина в трехмерной постановке. Параметры клина, использованного в этом эксперименте также соответствовали принятым в расчетах. Видно, что экспериментальные и расчетные данные совпадают с хорошей точностью

Обсуждение

В настоящей работе разработана схема получения аналитического решения в рамках двухмерной постановки упругой задачи определения сопротивления внедрению жесткого клина в хрупкую среду с учетом развития магистральной трещины. Расчетная схема основана на приближенном описании воздействия клина на упругую среду при его внедрении. Такое внедрение моделируется раскрытием дислокационной площадки, примыкающей ортогонально к границе упругой полуплоскости на глубину внедрения клина h с раскрытием, определяемым углом его заострения. Напряженное состояние находится приближенно из решения симметризованной относительно свободной поверхности задачи о развитии прямолинейной трещины, нагруженной на отрезке длиной $2h$ в ее центре постоянным давлением p. Расчетами показано, что полученное решение дополняет найденное ранее приближенное аналитическое решение [7] задачи о внедрении клина с шириной режущей кромки 2b в упругое полупространство при малых значениях внедрения: $h \le b$.

Отметим здесь, что аналогичный подход при определении разрушающего действия взрыва в хрупких горных породах применяется в задаче об оценке формы и размеров возникающих при взрыве удлиненных зарядов ВВ радиальных трещин. На начальном этапе действия взрыва происходит дробление породы в зоне радиуса b вблизи заряда и ее осесимметричное расширение. Такое расширение приводит к развитию радиальных трещин во внешнем упругом массиве горных пород. При расчете размеров трещин в [12] расширение массива моделируется раскрытием начальной радиальной системы трещин прямоугольной формы радиуса b и длиной, совпадающей с длиной заряда. Раскрытие трещин определяется давлением газов продуктов взрыва. В работе [12] с использованием такой методики был проведен в трехмерной постановке расчет формы и размеров трещин, возникающих при контурном взрывании зарядов. Показано, что в случае, когда окончательный размер

трещин меньше длины заряда, решение задачи в двухмерной постановке дает удовлетворительное совпадения с данными численного расчета в трехмерной постановке. В этом случае полученное аналитическое решение задачи в двухмерной постановке может улучшить точность расчетов при проектировании буровзрывных работ.

Заключение

В представленной работе получено аналитическое решение в рамках двухмерной постановки упругой задачи определения сопротивления внедрению жесткого клина в хрупкую среду с учетом развития магистральной трещины. Сравнением расчетов с данными, полученными в экспериментах по ударному разрушению клином пластин из оргстекла, подтверждена работоспособность полученного решения. Показано, что решение, полученное в двухмерной постановке при малых значениях внедрения клина уточняет расчет, предложенный для определения силы внедрения клина в упругое полупространство.

Благодарности

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и образования РФ (№ гос. регистрации 124020700085-5).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Колесников Ю. В., Морозов Е. М. Механика контактного разрушения. — М.: ЛКИ, 2010. — 224 с.
2. Maurer W. C. and Rinehart J. S. Impact crater formation in rock, J. Appl. Phys., 1960, Vol. 31, No. 7. — P. 1247.
3. Paul B. and Sikarskie D. A preliminary theory on static penetration by a ridge wedge into brittle rock material, Transaction of SME-AIME, Dec. 1965. — P. 372 – 383.
4. Башеев Г. В., Ефимов В. В., Мартынюк П. А. Расчетная модель разрушения горных пород клиновидным ударным инструментом // ФТПРПИ. — 1999. — № 5. — С. 53 – 61.
5. Башеев Г. В. Расчетная модель откола куска горной породы при ударе клином под уступ // ФТПРПИ. — 2004. — № 5. — С. 77 – 89.
6. Шер Е. Н., Ефимов В. П. Трехмерное моделирование развития трещины в твердом теле при внедрении жесткого клина // ФТПРПИ. — 2015. — № 6. — С. 43 – 48.
7. Шер Е.Н. Численная оценка сопротивления внедрению клиновидного инструмента в хрупкий породный массив с учетом равновесного развития магистральной трещины // ФТПРПИ. —2021. — №6
8. Шер Е.Н. Учет влияния свободной поверхности породного массива при моделировании развития трещин при взрыве, ударе и гидроразрыве. // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. –2023г–Т.10, №1– С–107–114
9. Г.П. Черепанов Механика хрупкого разрушения.– М.: Наука, 1974.– 640 с.
10. Разрушение, под редакцией Г.Либовиц, Том 2 Математические основы теории разрушения М: Издательство Мир, 1975.
11. Шер Е.Н. Физическое моделирование внедрения клиновидных инденторов в горные породы в статических и динамических экспериментах // 2024г.–ФТПРПИ, –№6–С.30-39.
12. Шер Е.Н. Моделирование разрушения горных пород сближенными шпуровыми зарядами при контурном взрывании.//ФТПРПИ,–2023.–№5–С.70-78.

© Е. Н. Шер, 2025

УДК 624.138.41
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-231-235

Т. В. Шилова[1]✉, А. Н. Дробчик

Исследование деформационно-прочностных свойств разрушенной горной породы при закреплении эпоксидной смолой

[1]Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: shilovatanya@yandex.ru

Аннотация. В работе приведены результаты экспериментальных исследований закрепления механически разрушенной горной породы эпоксидной смолой, которая предназначена для повышения прочности пород и геоматериалов. Установлено, что в условиях трехосного сжатия геоматериалы, представляющие собой мраморную дресву, армированную эпоксидным составом с массовым расходом 0,03, разрушаются с выраженным пределом прочности, который достигается при относительной вертикальной деформации 0,02 – 0,0045. Увеличение содержания состава до 5 масс. % приводит к повышению механической прочности в 1,4 – 1,5 раза, а при дальнейшем двух- и трехкратном увеличении - образцы выдерживают нагрузки более 5000 кПа. Значения, полученные для геоматериалов с 3 - 5 масс. % и 10 – 15 масс. % содержанием эпоксидного состава, свойственны для полускальных пород пониженной прочности и скальных пород, соответственно.

Ключевые слова: разрушенная горная порода, эпоксидный состав, деформационно-прочностные свойства, трехосное сжатие, массовое содержание смолы

T. V. Shilova[1]✉, A. N. Drobchik

Study of deformation and strength properties of destroyed rock when epoxy resin reinforcement

[1]Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: shilovatanya@yandex.ru

Abstract. The paper presents the results of experimental studies of the reinforcement of mechanically destroyed rock with epoxy resin, which is designed to increase the strength of rocks and geomaterials. It was found that under triaxial compression, geomaterials which are marble pebble reinforced with an epoxy composition with a mass flow rate of 0.03 are destroyed with a pronounced tensile strength, which is achieved at a relative vertical deformation of 0.002 - 0.0045. Increasing the content of the composition to 5 wt. % leads to an increase in mechanical strength by 1.4 - 1.5 times, and with a further two- and three-fold increase, the samples withstand loads of more than 5000 kPa. The values obtained for geomaterials with 3 - 5 wt. % and 10 - 15 wt. % content of epoxy composition, are typical for semi-rocky rocks of low strength and hard rocks, respectively.

Keywords: destroyed rock, epoxy composition, deformation and strength properties, triaxial compression, resin mass content

Введение

С ростом глубины горно-геологические условия освоения подземного пространства осложняются вследствие выраженного развития систем трещин в массиве, зон техногенного разрушения и дробления пород. Распространенным методом улучшения физико-механических свойств является закрепление нарушенных

скальных пород цементными и полимерными составами [1, 2]. В то же время цементные материалы имеют такие недостатки, как низкая прочность на сжатие и на растяжение, высокая пористость, и при значительных внешних напряжениях они разрушаются [3, 4]. В горном деле широко распространены полимерные эпоксидные смолы, которые используют для армирования скального массива, зон трещиноватости, крепления горных выработок. Высокая связующая способность и прочностные свойства отвержденных эпоксидных составов обеспечивают долгосрочную стабильность закрепленного массива. Эпоксидные смолы используют как в трещиноватых, пористых материалах, так и с целью консолидации несвязных крупнообломочных пород [5 - 7]. Изучение механического поведения химически закрепленных горных пород (далее геоматериалов) под воздействием внешней нагрузки имеет важное значение при освоении подземных пластов, проектировании геотехнических инженерных сооружений. С целью оценки деформации геоматериалов часто определяют пределы прочности на сжатие, модуль Юнга, коэффициент Пуассона и др. [8 - 10]. Полученные данные помогают в проектировании надежных систем поддержки массива, что в итоге приводит к более безопасным и эффективным горным работам. Однако, влияние полимерной обработки на поведение трещиноватых пород и крупнообломочных пород при статических и динамических нагрузках остается слабо изученным. В статье приведены результаты деформационно-прочностных испытаний геоматериалов, представляющих собой закрепленную эпоксидной смолой разрушенную породу, в условиях трехосного сжатия.

Материалы и методы

Эксперименты проводили с грубообломочной несцементированной породой, представляющей собой разрушенный мрамор. Предварительная обработка включала высушивание до постоянной массы, рассев и отбор фракции, соответствующей дресве (размером 3 - 10 мм), определение абсолютной и насыпной плотности, значения которых в среднем составили 2,6 г/см^3, 1,28 г/см^3. С целью армирования разрушенной породы в лабораторных условиях использовали двухкомпонентную низковязкую эпоксидную смолу (далее состав ЭС), которая предназначена для инъекционного укрепления, тампонирования трещин мощностью от 0,05 мм, заполнения пустот, связывания скальных грунтов и др. Состав ЭС образуется при смешивании до однородной консистенции компонентов А и Б в объемном отношении 2:1. Время полного отверждения смолы составляет 40 - 45 минут, вязкость смеси при 20 ºС менее 200 мПас. В отвержденном виде состав ЭС представляет собой жесткий материал, стабильный при больших деформациях, разрушающие напряжения при сжатии, растяжении, изгибе составляют около 100, 65, 35 МПа, соответственно.

Геоматериалы подготавливали посредством смешения разрушенной породы с составом ЭС. Образцы формировали при массовых соотношениях жидкой смолы и укрепляемого рыхлого материала 0,03; 0,05; 0,1; 0,15. Полученные смеси слоями размещали в пластиковых разъемных цилиндрических формах длиной 120 мм, диаметром 50 мм, уплотняя на каждом этапе, и оставляли до полного отверждения смолы. Далее геоматериалы извлекали из форм, на камнерезном станке уменьшали длину цилиндров до 100 мм. Армированную породу тестировали методом трехосного сжатия на приборе ГТ 1.3.5 при боковом давле-

нии 500 кПа, скорости осевой деформации 0,5 мм/мин до значения относительной деформации $\varepsilon_1 = 0{,}15$ (15%) с ограничением вертикальной нагрузки в 5000 кПа. По результатам экспериментов определяли особенности деформирования образцов, предельные нагрузки, оценивали значения модуля деформации, согласно методике ГОСТ 12248.3-2020 [11].

Результаты и обсуждение

Деформационно-прочностные свойства геоматерилов, представляющих собой разрушенный мрамор, закрепленный составом ЭС, существенно зависят от расхода смолы. В случае массового содержания состава ЭС 3 – 5 масс. % образцы разрушаются с выраженным пределом прочности (максимумом напряжения). Установлено, что для массового соотношения состава ЭС и рыхлой породы 0,03 предел прочности достигается при относительной вертикальной деформации 0,002 – 0,0045. Увеличение доли смолы до 5 масс. % приводит к повышению механической прочности геоматериала в 1,4 – 1,5 раза, при этом разрушение происходит при относительной вертикальной деформации 0,003 – 0,006 (рис. 1). Примеры геоматериалов, полученных при различных массовых соотношениях жидкого состава ЭС и разрушенного мрамора, протестированных методом трехосного сжатия, приведены на рисунке 2. По восходящим участкам зависимости «относительная вертикальная деформация – девиаторное напряжение» оценивали модуль деформации геоматериалов, значения которого в среднем составили около 1580 и 1850 МПа для образцов с 3- и 5 - % массовым содержанием жидкого состава ЭС, соответственно (рис. 1). Дальнейшее двух- и трехкратное увеличение количества укрепляющей смолы приводит к значительному росту механической прочности образцов. Они не разрушаются при вертикальной нагрузке 5000 кПа, достигая относительной вертикальной деформации 0,001-0,003. Значения модуля деформации геоматериалов, полученных при 10 – 15 % массовом содержании жидкого состава ЭС, в среднем составили 1950 – 2260 МПа.

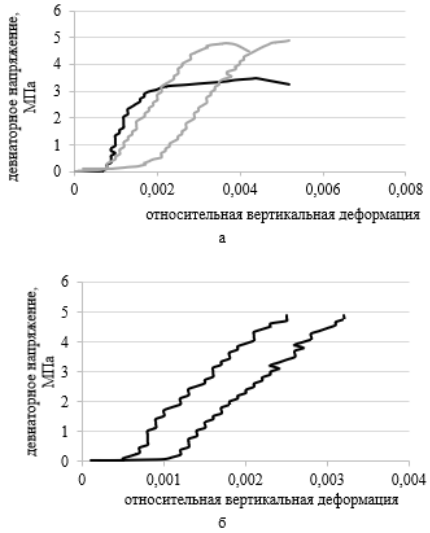


Рис. 1. Диаграммы «осевое напряжение – относительная осевая деформация» образцов геоматериалов, сформированных при массовом содержании состава ЭС: а. 3 - 5 %, серый цвет – образцы с содержанием смолы - 5 %, черный цвет – образец с содержанием смолы - 3%; б. 10 %

а) б) в)

Рисунок 2 - Примеры геоматериалов до и во время испытаний на трехосное сжатие при разном массовом содержании эпоксидного состава ЭС: а – геоматериалы, армированные составом ЭС до экспериментов; б – образец с содержанием состава ЭС 3 масс. % в процессе испытания на трехосное сжатия; в – образец с содержанием состава ЭС 10 масс. % в процессе испытания на трехосное сжатия

Физико-механические свойства геоматериалов сравнивали с типичными значениями для полускальных пород, которые характеризуются жесткими структурными связями цементационного типа между образующими их минеральными зернами и агрегатами [12]. Установлено, что механическая прочность образцов, полученных при закреплении мраморной дресвы 3 - 5 масс. % состава ЭС, соответствует полускальным породам пониженной прочности. Увеличение эпоксидной смолы до 10 масс. % приводит к формированию геоматериалов с прочностью, свойственной для пород, относящихся к подклассу скальных и характеризующихся наличием кристаллизационных и цементационных жестких структурных связей.

Заключение

По результатам экспериментальных исследований установлено, что расход эпоксидной смолы значительно влияет на деформационно-прочностные свойства механически разрушенной породы. Наиболее высокая прочность геоматериалов, сравнимая со значениями для скальных грунтов, возникает при массовом содержании связующего состава не менее 10 масс. %. В случае двух- и трехкратного снижения массового содержания эпоксидной смолы (до 3 – 5 масс. %) образцы разрушаются с выраженным пределом прочности, он снижается до значений 3 – 5 МПа. Выявлено, что при повышении доли эпоксидного состава в 1,5 – 1,7 раза, значения относительной вертикальной деформации образцов, которую они достигают до разрушения, в среднем увеличиваются в 1,4 раза.

Благодарности

Работа выполнена в рамках проекта НИР (номер государственной регистрации 121052500138-4, код (шифр) научной темы FWNZ-2021-0001).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шилова Т.В., Сердюков С.В., Рыбалкин Л.А. Закрепление рыхлой породы инъекцией двухкомпонентной органоминеральной смолы // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2022. – № 5. – с. 178 – 187.

2. Hu Q. et al. Effect of grouting on damage and fracture characteristics of fractured rocks under mode I loading //Construction and Building Materials. – 2024. – Т. 418. – С. 135376.

3. Zhou Y. et al. Strength Recovery Effect of Bisphenol A Epoxy Resin E44 on Rock Masses with Various Crack Widths //Advances in Civil Engineering. – 2023. – Т. 2023. – №. 1. – С. 8005622.

4. Ghassemi P. and Toufigh V., Durability of epoxy polymer and ordinary cement concrete in aggressive environments, Construction and Building Materials. (2020) 234, 117887.

5. Sun Y. et al. Grouting material development and dynamic grouting test of broken rock mass //Journal of Materials in Civil Engineering. – 2022. – Т. 34. – №. 5. – С. 04022072.

6. Демин В. Ф. и др. Применение закрепляющих смол для стабилизации неустойчивого горного массива в угольных шахтах //Современные тенденции и инновации в науке и производстве. – 2020.

7. Ietto F. et al. Epoxy resin for the slope consolidation intervention on the Tropea sandstone cliff (southern Calabria, Italy) //Geoheritage. – 2018. – Т. 10. – С. 287-300.

8. Isah B. W., Mohamad H., Ahmad N. R. Rock stiffness measurements fibre Bragg grating sensor (FBGs) and the effect of cyanoacrylate and epoxy resin as adhesive materials //Ain Shams Engineering Journal. – 2021. – Т. 12. – №. 2. – С. 1677-1691.

9. Hu Q. et al. Fracture behavior and microcracking mechanism of epoxy resin-grouted fractured granite under different loading conditions //Construction and Building Materials. – 2024. – Т. 449. – С. 138545.

10. Блинов П.А., Садыков М. И. Оценка упруго-прочностных свойств цементно-эпоксидных систем // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. - № 1. – с. 97-105.

11. ГОСТ 12248.3-2020**.** Грунты. Определение характеристик прочности и деформируемости методом трехосного сжатия. – Москва: Стандартинформ, 2020 – 28с.

12. ГОСТ 25100-2020. Грунты. Классификация. - Москва: Стандартинформ, 2020 – 38с.

© Т. В. Шилова, А. Н. Дробчик, 2025

УДК 624.138.41
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-236-241

Т. В. Шилова[1]✉, *И. М. Сердюк*[1]

Исследование изменения проницаемости песка, закрепленного полиуретановыми составами

[1]Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: shilovatanya@yandex.ru

Аннотация. В статье приведены результаты экспериментального исследования влияния типа, удельного расхода полиуретановых смол, способа смешения на проницаемость химически закрепленного мелкого песка. Установлено, что при удельном расходе двух- и однокомпонентных составов 5 – 10 об. % достигаются значения проницаемости геоматериалов, соответствующие слабопроницаемым породам. Двухкратное повышение содержания полиуретановых смол приводит к уменьшению значений еще на 1 - 2 порядка. Использование двухрастворного способа смешения составов с закрепляемой рыхлой породой также приводит к значительному снижению проницаемости. Получено, что геоматериалы, сформированные при удельном расходе двухкомпонентных высокоэластичных и однокомпонентных быстродействующих полиуретановых смол до 10 об. % и до 20 об. %, соответственно, стабильны в условиях давления всестороннего сжатия 400 – 800 кПа, и их фильтрационные свойства практически не меняются по мере увеличения нагрузки.

Ключевые слова: песок, химическое закрепление пород, полиуретановые составы, проницаемость, всестороннее сжатие, содержание смолы

T. V. Shilova[1]✉, *I. M. Serdyuk*[1]

Study of change of sand permeability when polyurethane compositions reinforcement

[1]Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: shilovatanya@yandex.ru

Abstract. The article presents the results of an experimental study of the influence of the type, specific consumption of polyurethane resins, and mixing method on the permeability of chemically reinforced fine sand. It has been established that with a specific consumption of two- and one-component compositions of 5–10 vol. %, the permeability values of geomaterials corresponding to low-permeability rocks are achieved. A two-fold increase in the content of polyurethane resins leads to a decrease in values by another 1–2 orders of magnitude. The use of a two-solution method of mixing compositions with reinforced loose rock also leads to a significant decrease in permeability. It has been found that geomaterials formed with a specific consumption of two-component high elastic and one-component fast-acting polyurethane resins of up to 10 vol. % and up to 20 vol. %, respectively, are stable under conditions of uniform compression pressure of 400–800 kPa, and their filtration properties remain virtually unchanged as the load increases.

Keywords: sand, chemical reinforcement of rocks, polyurethane compositions, permeability, all-round compression, resin content

Введение

Улучшение свойств рыхлых песчаных грунтов является актуальной задачей при возведении и эксплуатации инженерных объектов, разработке месторождений твердых полезных ископаемых и др. Высокая гидравлическая проводимость, пористость, плохая сортированность песков приводят к проявлению негативных физических процессов, таких как оседание, эрозия грунта и пр. Для улучшения свойств применяют закрепление полимерными смолами, среди которых широко распространены двухкомпонентные и однокомпонентные полиуретановые составы [1-3]. Отличительной особенностью таких композиций является способность проникать в горные породы за счет интенсивного вспенивания и расширения в процессе полимеризации. Наиболее интенсивное быстрое вспенивание характерно для однокомпонентных систем при их взаимодействии с водой. Такие составы предназначены для укрепления рыхлых, неустойчивых пород, устранения фильтрации воды и газа и пр. [4, 5]. На практике их использование осложняется быстрым ростом вязкости из-за малого времени реакции, что ограничивает глубину и равномерность проникновения в породы [6, 7]. В двухкомпонентных системах образование пенополиуретана происходит вследствие реакции изоцианата и смеси полифункциональных гидроксилсодержащих полиолов со вспенивающим агентом и катализатором [8]. Медленно-реагирующие двухкомпонентные высокоэластичные смолы эффективны при возведении непроницаемых завес и экранов в массиве горных пород, гидроизоляции грунтов, поскольку длительное сохранение низкой вязкости и регулируемое время их отверждения способствуют хорошему проникновению состава в массив. Ограничением является сильная зависимость отверждения таких смол от равномерности перемешивания компонентов А и Б. Неоднородное перемешивание приводит к частичному (неполному) схватыванию состава. Следует отметить, что рыхлые породы, армированные двухкомпонентными высокоэластичными полиуретанами, имеют низкую механическую прочность, для повышения которой можно использовать дополнительную добавку однокомпонентного быстродействующего состава [9]. Цель настоящей работы – исследовать проницаемость укрепленной рыхлой породы в зависимости от типа и удельного объемного расхода полиуретановых составов.

Материалы и методы

Лабораторные эксперименты проводили с мелким песком, более 90 масс. % которого составляет фракция размером 0,2 – 0,3 мм. Предварительная обработка включала высушивание породы до постоянной массы, определение абсолютной и насыпной плотностей, которые в среднем составили 2,6 г/см^3 и 1,6 г/см^3, соответственно. Расчетный коэффициент пористости – 0,65. Для химического закрепления породы в экспериментах использовали два типа полиуретановых составов: двухкомпонентную высокоэластичную низковязкую смолу (далее состав МС) и однокомпонентную быстротвердеющую смолу (далее состав БС). Состав МС образуется при смешивании до однородной консистенции компонентов А и Б в

объемном отношении 1:1 и предназначен для армирования, гидроизоляции несвязных грунтов. В отвержденном виде он является непроницаемым, эластичным материалом. Состав БС предназначен для укрепления рыхлых, неустойчивых пород, устранения фильтрации воды и газа, возведения противофильтрационных завес. Полимеризация состава происходит при смешивании и реакции с водой со значительным увеличением объема. Время полного отверждения – 90 - 180 секунд при температуре 25°С. В отвержденном виде композиция представляет собой мелкопористую пену.

Экспериментальная процедура включала: химическое закрепление породы полиуретановыми смолами методом смешения, формирование цилиндрических образцов закрепленного песка (далее геоматериалы) диаметром 30 мм и длиной 60 мм, проведение фильтрационных тестов с целью определения коэффициента проницаемости при давлениях всестороннего сжатия образцов 400 - 800 кПа (рис.1). В тестах использовали два способа смешения породы с полимерными смолами: однорастворный с готовыми составами МС или БС; двухрастворный – последовательно с составами МС и БС. Геоматериалы формировали при объемных соотношениях жидкой смолы и песка 0,05; 0,1; 0,15; 0,2; 0.25.

Проницаемость геоматериалов определяли по результатам фильтрационных тестов на лабораторной установке, предназначенной для изучения фильтрации газа в породах при линейном стационарном характере течения. Технические характеристики установки приведены в работе [10]. Коэффициенты проницаемости k образцов определяли в условиях всестороннего равномерного сжатия $\sigma = 400 – 800$ кПа, с помощью методики ГОСТ 26450.2-85 [11].

Рис. 1. Образцы укрепленного песка для фильтрационных тестов

Результаты и обсуждение

По результатам фильтрационных экспериментов определены коэффициенты проницаемости геоматериалов, сформированных при различных способах смешения, типах, удельных расходах полиуретановых композиций. В случае применения способа однорастворного смешения песка с 20 об. % состава МС значения коэффициента проницаемости полученных геоматериалов составили 7 – 13 мД. При использовании 20 об. % быстродействующего полиуретанового состава БС проницаемость геоматериалов - 15 – 20 мД (см. рис. 2). Таким образом,

закрепленный полиуретанами мелкий песок приобретает фильтрационные свойства, характерные для некоторых типов суглинков, песчаных глин, глинистых сланцев, относящихся к классу весьма слабопроницаемых пород.

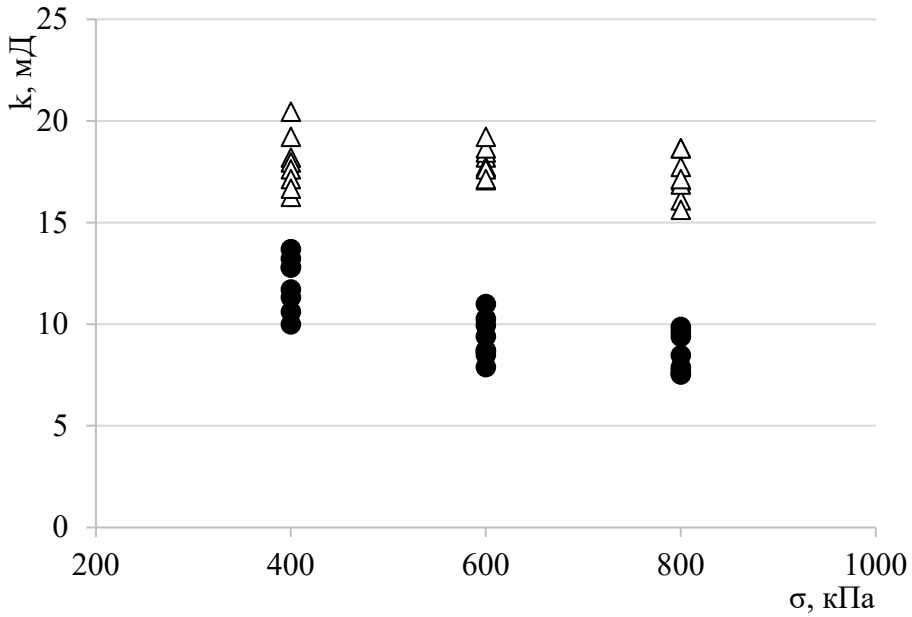


Рисунок 2 – Зависимость коэффициента проницаемости песка, закрепленного 20 об. % смолы, от давления всестороннего сжатия образца. Черные круги – геоматериалы, полученные при использовании двухкомпонентного полиуретанового состава МС; белые треугольники - геоматериалы, полученные при использовании однокомпонентного полиуретанового состава БС

Двухкратное снижение удельного расхода составов приводит к увеличению коэффициента проницаемости на 1 – 2 порядка, до значений слабопроницаемых пород. Последующее двухкратное уменьшение содержания полиуретановой смолы, до 5 об. %, незначительно влияет на фильтрационные свойства геоматериалов. Значения, полученные для однорастворного способа смешения и разных типов полиуретановых составов схожи (рис. 3, табл. 1). Использование двухрастворного способа смешения позволило дополнительно снизить проницаемость геоматериалов. Добавка 5 об. % быстродействующего состава БС к составу МС при закреплении песка, привела к уменьшению значений проницаемости в 1,5 – 3 раза (см. табл. 1).

Исследовано влияние всестороннего сжатия на изменение проницаемости геоматериалов. Экспериментально установлено, что при удельном объемном расходе полиуретановых составов МС и БС до 10 об. %, и до 20 об. %, соответственно, образцы стабильны при нагрузках 400 – 800 кПа, и фильтрационные свойства незначительно меняются. В случае повышения содержания состава МС до 20 об. % проницаемость полученных геоматериалов снижается примерно в 1,5 раза с увеличением сжимающей нагрузки в 2 раза. Это связано с высоким содер-

жанием высокоэластичного материала в образцах – отвержденного двухкомпонентного состава МС.

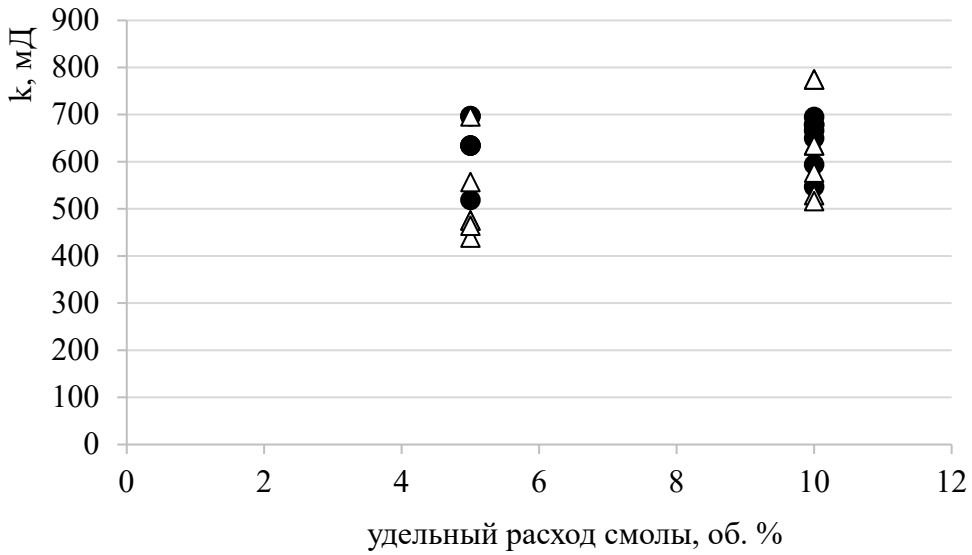


Рисунок 3 – Зависимость коэффициента проницаемости песка, закрепленного полиуретановыми смолами, от удельного объемного расхода состава. Черные круги – геоматериалы, полученные при использовании двухкомпонентного полиуретанового состава МС; белые треугольники - геоматериалы, полученные при использовании однокомпонентного полиуретанового состава БС

Таблица 1

Проницаемость песка, закрепленного полиуретановыми смолами, в зависимости от типа, удельного расхода состава, давления всестороннего сжатия

Содержание составов, об. % (состав МС; состав БС)	Среднее значение коэффициента проницаемости геоматериала, $k_{ср}$, мД при различных давлениях сжатия образцов, σ, кПа		
	σ=400 кПа	σ=600 кПа	σ=800 кПа
(20; 0)	12,0	9,3	8,5
(10; 0)	614,7	618,6	644,3
(5; 0)	665,2	635,5	636,0
(20; 5)	6,72	6,26	5,62
(10; 5)	205,0	198,2	202,4
(0; 20)	17,9	18,0	17,2
(0; 10)	590,3	662,1	634,6
(0; 5)	616,9	569,4	617,0

Заключение

По результатам исследований определены особенности изменения проницаемости мелкозернистого песка, закрепленного двух- и однокомпонентными полиуретановыми смолами. Получено, что при удельном расходе составов 5 – 10 об. % достигаются значения проницаемости геоматериалов, соответствующие слабопроницаемым породам. Двухкратное повышение содержания полиуретановых смол приводит к уменьшению значений еще на 1-2 порядка. Также значительное снижение фильтрационных свойств достигается в случае использования двухрастворного способа смешения составов с закрепляемой породой. Установлено, что при удельном объемном расходе полиуретановых составов МС и БС до 10 об. %, и до 20 об. %, соответственно, образцы закрепленного песка стабильны при нагрузках 400 – 800 кПа, и их проницаемость практически не меняется.

Благодарности

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 25-27-20055, https://rscf.ru/project/25-27-20055/ и финансовой поддержки Правительства Новосибирской области.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Liu J., Qi, X.; Zhang, D.; Feng, Q.; Wang, Y.; Kanungo, D.P. Study on the permeability characteristics of polyurethane soil stabilizer reinforced sand //Advances in Materials Science and Engineering. – 2017. – Т. 2017. – №. 1. – С. 5240186.

2. Ma S., Ma, M., Huang, Z., Hu, Y., & Shao, Y. Research on the improvement of rainfall infiltration behavior of expansive soil slope by the protection of polymer waterproof coating //Soils and Foundations. – 2023. – Т. 63. – №. 3. – С. 101299.

3. Liu J., Bu F., Bai Y., Chen Z., Kanungo D. P., Song Z., Wang Y., Qi C., and Chen J. Study on engineering properties of sand strengthened by mixed fibers and polyurethane organic polymer, Bull. Eng. Geol. Env., 2020, Vol. 79. — P. 3049 – 3062.

4. Васильев В. В. Полимерные композиции в горном деле. Москва: Наука; 1986. 294 с.

5. Liu H., Wang, F., Shi, M., & Tian, W. Mechanical behavior of polyurethane polymer materials under triaxial cyclic loading: a particle flow code approach //Journal of Wuhan University of Technology-Mater. Sci. Ed. – 2018. – Т. 33. – С. 980-986.

6. Šňupárek R., Souček K. Laboratory testing of chemical grouts //Tunnelling and Underground Space Technology. – 2000. – Т. 15. – №. 2. – С. 175-185.

7. Jinpeng Z., Limin L., Yang L. Mechanism and experiment of self-stress grouting reinforcement for fractured rock mass of underground engineering //Tunnelling and Underground Space Technology. – 2023. – Т. 131. – С. 104826.

8. de Souza, F. M., Kahol, P. K., & Gupta, R. K. Polyurethane chemistry: Renewable polyols and isocyanates. Pittsburg: ASC Publications; 2021. Chapter 1, Introduction to polyurethane chemistry, p. 1 - 24.

9. Шилова Т. В., Сердюков С. В., Дробчик А. Н. Экспериментальные исследования деформационно-прочностных свойств песчаного грунта при его укреплении полиуретановыми составами //Горные науки и технологии. – 2025. – Т. 10. – №. 1. – С. 15-24.

10. Serdyukov S. V., Shilova T. V., Drobchik A. N. Laboratory installation and procedure to determine gas permeability of rocks //Journal of mining science. – 2017. – Т. 53. – С. 954-961.

11. ГОСТ 26450.2-85. Методы определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. — М.: Изд-во стандартов, 1985. — 17 с.

© Т. В. Шилова, И. М. Сердюк, 2025

УДК 339.924
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-242-248

А. А. Безносова[1], А. В. Комарова[1]✉

Экономическая оценка интеграционных эффектов на примере БРИКС

[1]Новосибирский государственный университет,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: a.komarova@g.nsu.ru

Аннотация. В современном мире все больше возрастает роль интеграционных объединений, которые в том числе способны усилить экономический рост отдельных стран. Целью исследования является рассмотрение различных подходов к понятию межстрановой интеграции и в оценке эффектов от нее на примере БРИКС. Для анализа была использована динамика показателей экспорта и импорта стран БРИКС, а также рассчитан индекс интенсивности региональной торговли. Расчеты показали увеличение интенсивности торговли между странами-участницами после вступления в объединение, однако в разной степени. Так, например, с Россией активно сотрудничают ЮАР, Китай и Индия, Бразилия же больше склонна к торговле с остальным миром.

Ключевые слова: межстрановая интеграция, БРИКС, интеграционные эффекты, прямые иностранные инвестиции

A. A. Beznosova[1], A. V. Komarova[1]✉

Economic assessment of integration effects on the example of BRICS

[1]Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: a.komarova@g.nsu.ru

Abstract. In the modern world, the role of integration associations is growing, which also helps to enhance the economic growth of individual countries. The purpose of the study is to consider various approaches to the concept of intercountry integration and to assess its effects using the example of BRICS. For the analysis, the dynamics of export and import indicators of the BRICS countries were used, and the regional trade intensity index was calculated. The calculations showed an increase in the intensity of trade between the participating countries after joining the association, but to varying degrees. For example, South Africa, China and India actively cooperate with Russia, while Brazil is more inclined to trade with the rest of the world.

Key words: international integration, BRICS, integration effects, foreign direct investment

Введение

В настоящий момент ни одна национальная экономика не может успешно функционировать как замкнутая система. Формирование современной экономики – это многолетний процесс, включающий развитие человеческого капитала, производительных сил, научно-технического прогресса, в ходе которого взаимоотношения между странами усложнились и привели к возникновению двух тенденций. С одной стороны, экономики государств достигли более быст-

рого роста, увеличили спрос и предложение товаров и услуг, а также технологий и рынков, что способствовало глобальному характеру разделения труда и экономических отношений в целом. С другой стороны, усилилась конкуренция между странами, что привело к росту экономических и политических конфликтов, вследствие чего государства стали применять открытые и скрытые протекционистские меры. Появление этих тенденций повлекло дисбалансы в экономике, в результате чего обострились кризисы, замедлились темпы роста, возросла неопределенность. Как следствие этих негативных изменений странам пришлось искать новые источники экономического роста, которые бы помогли реализовать национальные конкурентные преимущества и минимизировать риски влияния внешних факторов [1]. Именно межстрановая экономическая интеграция и послужила таким источником благодаря синергетическому эффекту от взаимодействия с другими экономиками.

Процесс интеграции противоречив: он имеет как ряд положительных эффектов, способствующих повышению эффективности производства, расширению рынка сбыта, снижению цен, улучшению уровня жизни и экономическому росту, так и ряд отрицательных эффектов: рост безработицы и социальной напряженности, обострение экологических проблем, увеличение разрыва между богатыми и бедными. Следовательно, существует необходимость оценки эффектов от межстрановой интеграции как на этапе принятия решения о создании объединения, так и на этапе ее развития.

Измерение эффектов интеграции, как и сам интеграционный процесс, трактуется неоднозначно, то есть их действия могут быть разнонаправленными [2]. Межгосударственные объединения не возникают и не функционируют схожим образом, поэтому и эффекты от интеграции будут различаться от союза к союзу. На данный момент не существует единого показателя, по которому можно было бы оценить интегрированность стран [3]. Вследствие этого для оценки эффектов интеграции важно рассматривать различные варианты индексов и искать среди них наиболее подходящий к конкретному межгосударственному объединению.

Также стоит отметить, что исследование межстрановой интеграции актуально для России, так как одной из важнейших функций Минэкономразвития Российской Федерации на данный момент выступает выработка государственной политики в сфере внешнеэкономической деятельности [4]. Именно поэтому анализ эффектов проводится для БРИКС – довольно нового и перспективного интеграционного объединения, в состав которого входит Российская Федерация.

Цель работы заключается в рассмотрении динамики межстрановой интеграции и в оценке возможных эффектов от нее на примере БРИКС.

В состав БРИКС+ изначально (2006 г.) входили четыре государства: Российская Федерация, Китайская Народная Республика, Федеративная Республика Бразилия, Республика Индия. В 2010 г. была присоединена Южно-Африканская Республика.

БРИКС объединило в себе пять расположенных на разных континентах мира быстроразвивающихся стран, которые желают укрепить внешнеэкономические позиции, имея для этого достаточный экономический потенциал. Особен-

ность объединения состоит в том, что страны БРИКС в достатке обладают крупнейшими ресурсами: Россия – минеральными ресурсами (в особенности углеводородным сырьем), высококвалифицированными работниками и некоторыми уникальными технологиями; Китай – дешевой рабочей силой и квалифицированными кадрами, запасами ряда стратегически важных видов сырья; Бразилия – сельскохозяйственной продукцией, минеральными ресурсами и некоторыми технологическими наработками; Индия – дешёвыми квалифицированными кадрами и высокими технологиями в некоторых областях; ЮАР – природными ископаемыми (алмазы, золото).

Изначально страны БРИКС объединились в блок только по экономическим критериям – развивающиеся рынки с высокими темпами экономического роста. Страны-участницы стремились наращивать собственный экономический рост посредством расширения торговых и инвестиционных связей, обеспечения доступа к природным ресурсам, укрепления финансовых систем. После череды экономических кризисов БРИКС выбрал новый вектор развития – интенсивное развитие экономики за счет внедрения новейших технологий и улучшения уровня жизни. Следовательно, объединение направлено не на расширение собственных амбиций, а на качественное изменение моделей экономического развития.

Материалы и методы

Для оценки степени торговой интеграции был использован индекс интенсивности региональной торговли (Regional Trade Intensity Index – RTII), который рассчитывался по формуле (1):

$$RTII = \frac{EX_{ijt}+IM_{ijt}}{EX_{jt}+IM_{jt}} \Big/ \frac{EX_{jt}+IM_{jt}}{EX_{wt}+IM_{wt}-(EX_{jt}+IM_{jt})}, \quad (1)$$

где $RTII$ – индекс интенсивности региональной торговли, $EX_{ijt}-$ экспорт страны i в регион j в год t, $IM_{ijt}-$ импорт страны i из региона j в год t, EX_{jt} – совокупный экспорт региона j в год t, IM_{jt} – совокупный импорт региона j в год t, EX_{wt} – мировой экспорт в год t, IM_{wt} – мировой импорт в год t.

В формуле (1) объемы экспорта и импорта брались в стоимостном выражении в млн долл. США. Если значение индекса близко к 1, то страны-участницы объединения торгуют между собой с той же интенсивностью, что и с остальным миром. Если показатель превышает 1, то наблюдается тенденция к региональным предпочтениям между странами интеграционного блока. Если же величина индекса меньше 1, то интенсивность внешней торговли с третьими странами выше, чем с партнерами по объединению [5].

Результаты и обсуждение

Внешняя торговля стран БРИКС развивалась с момента образования интеграционного объединения быстрыми темпами. В 2007 г. стоимость совокупного импорта и экспорта объединения выросли более, чем в 3 раза, в 2011 г. (после

присоединения ЮАР) еще в 1,8 раз вырос импорт и в 1,5 раза экспорт. Итак, после создания БРИКС показатель импорта вырос более, чем в 10 раз, а экспорта – более, чем в 9 раз. Динамика структуры внешней торговли изображена на рисунках 3 и 4.

При анализе динамики показателей видны спады в 2016 г., связанные с последствиями кризиса, и в 2020 г., вызванные мировой пандемией. Китай лидирует по экспорту и импорту в рамках рассматриваемого объединения – около 70% приходится на его долю. А вот ЮАР занимает наименьшую долю в структуре внешней торговли БРИКС, но при этом можно отметить, что при присоединении этого государства к союзу его показатели выросли, что говорит о положительной зависимости.

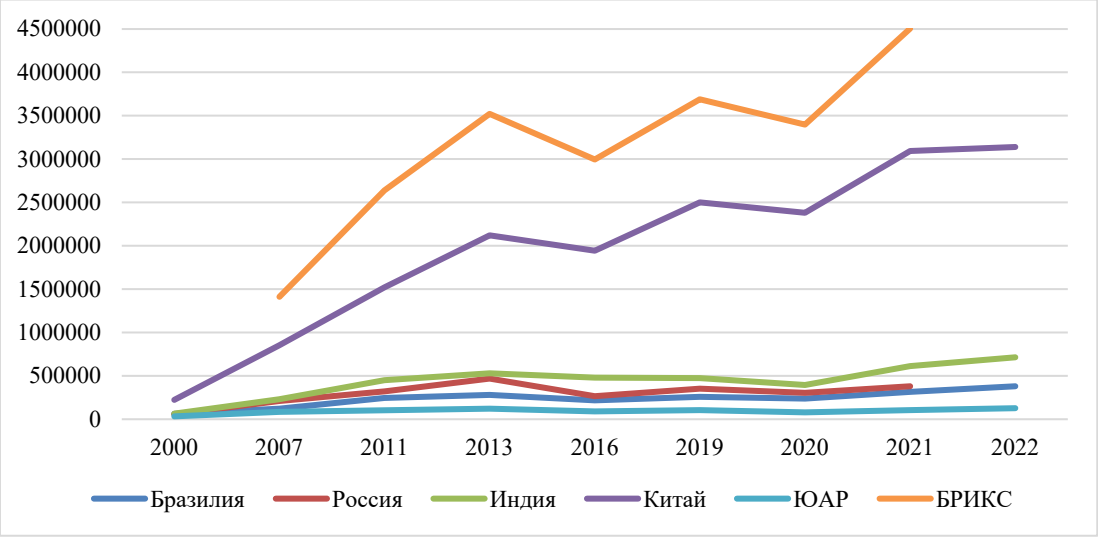


Рис. 1. Динамика стоимости импорта товаров и услуг стран БРИКС

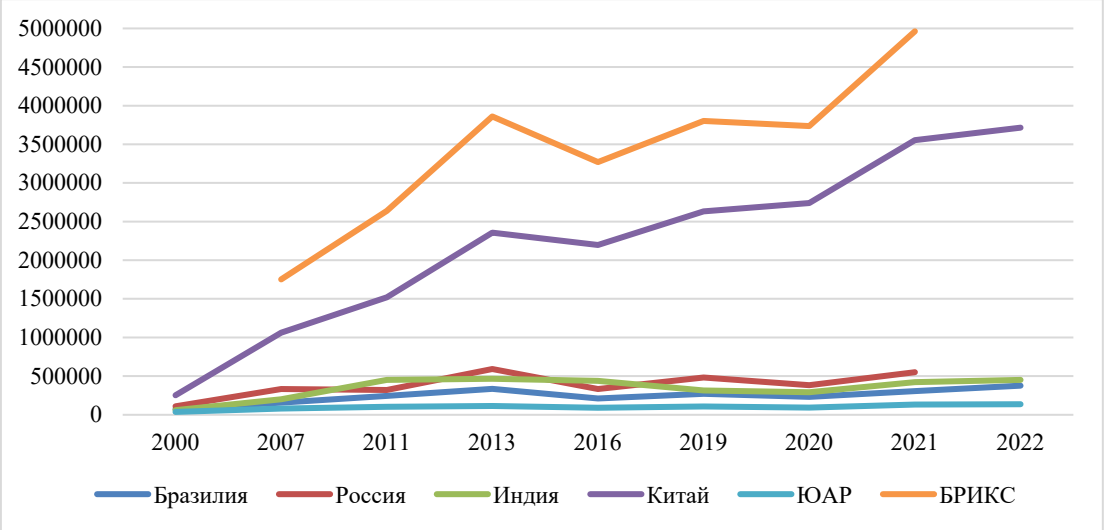


Рис. 2. Динамика стоимости экспорта товаров и услуг стран БРИКС

Величины индекса интенсивности региональной торговли в рамках БРИКС, рассчитанные для 2000 г. (до союза), 2007 г. (создание БРИК), 2013 г. (БРИКС), 2019 и 2021 гг., отражены в таблице 1.

Таблица 1

Индекс интенсивности региональной торговли для БРИКС

2000	Бразилия	Китай	Индия	Россия	ЮАР
Бразилия		0,15	0,47	0,43	0,24
Китай	0,15		0,18	0,39	0,02
Индия	0,47	0,18		0,14	0,01
Россия	0,43	0,39	0,14		0,18
ЮАР	0,24	0,02	0,01	0,18	
2007	Бразилия	Китай	Индия	Россия	ЮАР
Бразилия		0,12	0,31	0,6	0,22
Китай	0,12		0,64	0,89	0,03
Индия	0,31	0,64		0,78	0,02
Россия	0,60	0,89	0,78		0,2
ЮАР	0,22	0,03	0,02	0,2	
2013	Бразилия	Китай	Индия	Россия	ЮАР
Бразилия		0,17	0,34	0,22	0,59
Китай	0,17		1,01	1,27	0,76
Индия	0,34	1,01		0,63	0,33
Россия	0,22	1,27	0,63		1,09
ЮАР	0,59	0,76	0,33	1,09	
2019	Бразилия	Китай	Индия	Россия	ЮАР
Бразилия		0,12	0,82	0,24	1,02
Китай	0,12		0,98	1,15	0,97
Индия	0,82	0,98		1,03	0,55
Россия	0,24	1,15	1,03		1,13
ЮАР	1,02	0,97	0,55	1,13	
2021	Бразилия	Китай	Индия	Россия	ЮАР
Бразилия		0,13	0,82	0,52	1,32
Китай	0,13		0,95	1,43	0,89
Индия	0,82	0,95		0,99	0,55
Россия	0,52	1,43	0,99		1,01
ЮАР	1,32	0,89	0,55	1,01	

Источник: рассчитано авторами

Из полученных результатов получены следующие выводы:

- За 6 лет до создания БРИК все страны-участницы слабо взаимодействовали между собой. Внешняя торговля ЮАР в целом была слабо развита, поэтому индексы близки к нулю (минимальному значению).
- В 2007 г. Бразилия, Китай, Россия и Индия образовали БРИК, заключив торговые соглашения, вследствие чего товарообмен между ними вырос. В

первую очередь увеличилась торговля между Россией и Китаем, Россией и Индией, но величина показателя не достигла 1, что говорит о том, что страны по-прежнему преимущественно взаимодействуют с третьими партнерами.

- Результаты за 2013 г. говорят об усилении торговли между партнерами внутри БРИКС. В этот год ЮАР уже был присоединен к объединению, поэтому товарообмен страны со всеми государствами вырос, в частности показатель интенсивности при взаимодействии с Россией превысил единицу, следовательно, страны ориентированы на совместный обмен товаров и услуг. Также индекс интенсивности региональной торговли оказался больше единицы для России и Китая, России и Индии, чего и стоило ожидать после 2007 г.
- За последние годы величины показателя несильно изменились: с Россией активно сотрудничают ЮАР, Китай и Индия, Бразилия же больше склонна к торговле с остальным миром.

Заключение

На пути интеграции стран БРИКС существует немало серьезных ограничений: слишком разное географическое положение, сильная специализация экономик, высокая разнородность как по уровню развития отдельных отраслей хозяйства, так и по стратегическим приоритетам экономической политики. Сам по себе БРИКС не представляет строго формализованной организации с постоянно действующим секретариатом и системой институтов, то есть отсутствует жесткое регулирование внутри этого объединения. С одной стороны, это дает свободу в принятии решений, освобождает от излишних обязательств, но, с другой стороны, усиление интеграционных процессов требует большей координации участников. Также неоднозначны взаимоотношения между странами внутри объединения, так как некоторые противоречия затрудняют реализацию масштабных проектов. Так, например, уже давно государства-участники задумываются о создании единой валюты, но непонятно, насколько политически это будет приемлемо для Индии, насколько выгодно для Китая, если же в качестве единой валюты выбирать юань, который приведет к укреплению национальной валюты КНР и возможным негативным последствиям.

Однако стоит отметить улучшение показателей товарооборота между странами и высокий интерес к сотрудничеству в целом.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке РНФ, грант № 23-78-10157.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Хейфец Б.А. Новая модель международной экономической интеграции // М.: Институт экономики РАН. – 2023. – 48 с.

2. Изотов Д. А. Международная экономическая интеграция: теоретические подходы к объяснению механизмов и методика оценки эффектов // Регионалистика. – 2021. – № 2 (8). – С. 14–29.

3. Равшанов М.Ф., Новиков А.Ю., Комарова А.В. Сотрудничество России со странами-экспортерами энергоносителей в ЕАЭС // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2024. – № 2 (187). – С. 86-95.

4. Об участии России в межгосударственном объединении БРИКС. URL: https://www.mid.ru/ru/foreign_policy/vnesnepoliticeskoe-dos-e/mezdunarodnye-organizacii-i-forumy/deatelnost-briks-v-kontekste-zaversivsegosa-predsedatel-stva-rossii-v-etom-obedinenii/ (дата обращения: 23.01.2025).

5. Демина Я. В. Эффекты торговой интеграции в странах АСЕАН // Пространственная экономика. – 2015. – № 3. – С. 120–141.

© А. А. Безносова, А. В. Комарова, 2025

УДК 330.15
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-249-253

А. Д. Бессмертных[1], А. А. Долганов[2]

Роль эколого-климатических факторов в потребительском выборе

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

Аннотация. В условиях обострения глобальных климатических проблем на первый план выходит необходимость учета эколого-климатических факторов в деятельности предприятий и формировании потребительского спроса. В статье раскрывается влияние углеродного следа продукции промышленных предприятий на поведение потребителей, а также анализируются управленческие методы по снижению климатического воздействия производственного процесса. Проведен анализ современных методик расчета выбросов парниковых газов, представлены кейсы российских и зарубежных компаний, демонстрирующие потенциальные конкурентные преимущества экологически ориентированной продукции. Особое внимание уделено механизму принятия решений на уровне индивидуального потребителя и корпоративного заказчика, учитывающих экологическую информацию об изделии.

Ключевые слова: углеродный след, экологические факторы, климатические изменения, управление выбросами, парниковые газы, потребительский выбор, устойчивое развитие, жизненный цикл продукции, зеленая экономика

A. D. Bessmertnykh[1], A. A. Dolganov[2]

The Role of Ecological and Climatic Factors in Consumer Choice

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

Abstract. In the context of escalating global climate challenges, it is increasingly important to consider ecological and climatic factors in business activities and consumer demand formation. This article explores the impact of the carbon footprint of industrial products on consumer behavior and analyzes management methods aimed at reducing the climate impact of production processes. The paper presents an analysis of modern methodologies for calculating greenhouse gas emissions and provides case studies of Russian and international companies demonstrating the potential competitive advantages of environmentally oriented products. Special attention is paid to the decision-making mechanisms at the level of individual consumers and corporate clients, taking into account environmental information about products.

Keywords: carbon footprint, environmental factors, climate change, emissions management, greenhouse gases, consumer choice, sustainable development, product life cycle, green economy

Введение

Сегодня одним из наиболее актуальных вызовов для мировой экономики и общества стало изменение климата, вызванное антропогенной эмиссией парни-

ковых газов. Организации, производящие промышленную продукцию и управляя своим углеродным следом, оказывают существенное влияние на формирование общества ответственного потребления [1-3]. Принятие в 2015 году Парижского соглашения, сменившего утратившую силу систему Киотского протокола, закрепило стратегический тренд на декарбонизацию производства и стимулирование “зеленого” выбора со стороны конечного потребителя. Большинство современных теорий устойчивого развития отмечают, что поведение предприятий и покупателей начинает во все большей степени определяться не только экономическими, но и эколого-климатическими факторами [4,5].

Теоретические основы: углеродный след как ключевой эколого-климатический фактор

Углеродный след отражает суммарный объем выбросов парниковых газов (в пересчете на CO_2-эквивалент), возникающий на всех стадиях жизненного цикла продукции: от добычи сырья, производства, транспортировки, эксплуатации до утилизации. Международные стандарты GHG Protocol и ISO 14067 выделяют три типа (охвата) выбросов:

- Scope 1 — прямые выбросы от контролируемых источников
- Scope 2 — косвенные выбросы от приобретенной энергии
- Scope 3 — все остальные косвенные выбросы по цепочке поставок, от логистики до утилизации.

Особое значение для оценки климатического воздействия предприятий имеет расчет Scope 3, на который зачастую приходится более 50% суммарных эмиссий. На рис. 1 на примере компании ИКЕА показаны выбросы парниковых газов в процентном соотношении.

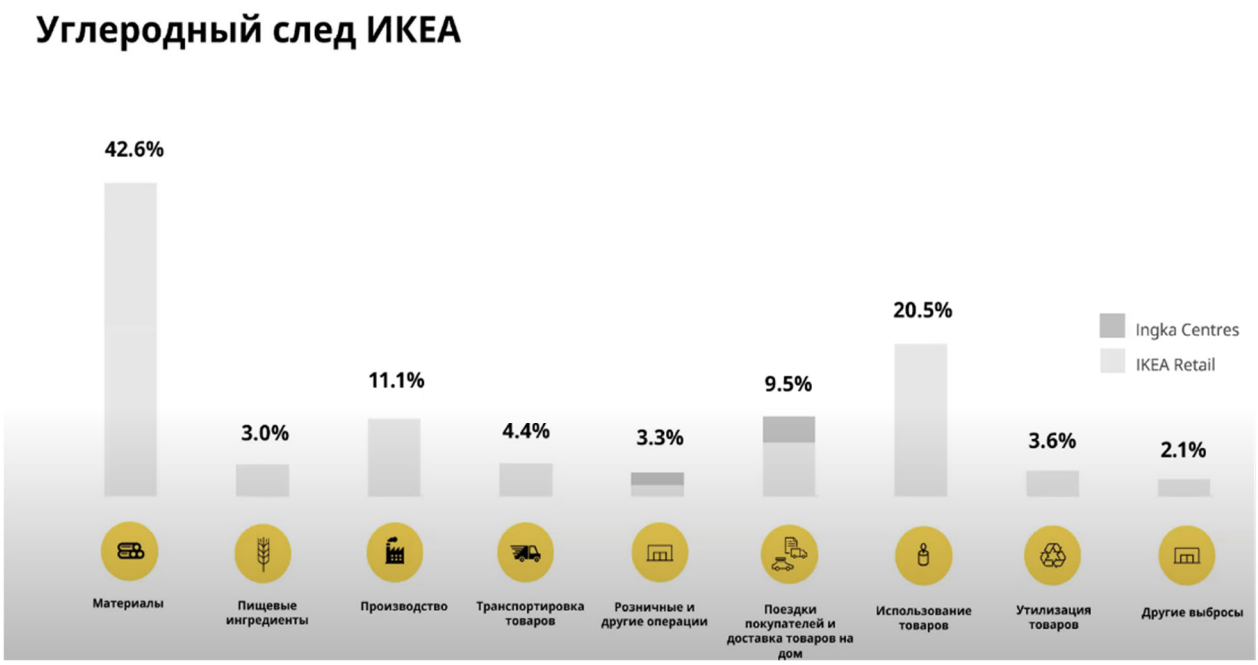


Рис. 1. Углеродный след ИКЕА

Практические кейсы и современные тренды

Опыт российских (X5 Group, Норильский никель, Leroy Merlin, и др.) и международных игроков (ИКЕА, Saint-Gobain, Krosaki Harima, Refratechnik) демонстрирует значимость внедрения комплексных стратегий по снижению углеродного следа, включая:

- Оптимизацию транспортной логистики (переход на электромобили и метановый транспорт, консолидация грузопотоков);
- Использование возобновляемых и переработанных материалов;
- Взаимодействие с поставщиками для учета их выбросов в собственной отчетности;
- Развитие программ утилизации и повторного использования;
- Внедрение механизмов мотивации сотрудников по снижению выбросов и “углеродный фонд”.

Практика показывает, что даже при отсутствии жесткой регулятивной среды, реальные экономические выгоды получают те предприятия, которые, демонстрируя свои климатические инициативы, занимают более устойчивое положение на рынке и получают преимущество при выходе на “зеленые” биржи и международные рынки.

Модели учета климатических факторов в стратегии предприятий и в процессе выбора

Современные методики предполагают интеграцию аспектов жизненного цикла продукции (Life Cycle Sustainability Assessment, LCSA), где экологическая, экономическая и социальная составляющие становятся равнозначными при выборе как для бизнеса, так и для клиента [6]. Растущую роль играют “углеродные метки” (Carbon footprint labels), которые позволяют потребителю быстро соотнести альтернативные продукты по степени воздействия на климат [7,8].

Был рассмотрен пример торгово - производственного предприятия “Компрессор Центр”. Данный пример показывает необходимость влияния на потребительский выбор.

Компания производит винтовые воздушные компрессоры в Китае, затем привозит их в Россию и реализует на местном рынке. То есть охват 1 и 2 падают на Китай, а охват 3 на Россию. И именно им можно управлять. На примере компании было проведено исследование и было выявлено, что наибольшие выбросы возникают в процессе использования оборудования покупателем. Также в зависимости от товарной группы получились разные значения по выбросам. Финальный результат по расчётам показан в таблице 1.

Для всех расчетов принимались одинаковые показатели производительности и давления компрессора, характерные для разных типов оборудования. Расчеты выполнены при условии работы оборудования 8 часов в сутки. В расчетах применялся коэффициент эмиссии для электроэнергии, вырабатываемой при сжигании угля. В результате анализа установлено, что дизельный компрессор показал наименьшее экологическое воздействие (табл. 1).

Следует отметить, что при использовании других источников электроэнергии (например, гидро- или солнечной энергии) результаты могут измениться.

Таблица 1

Выбросы в процессе использования оборудования покупателем

Тип компрессора	Потребление за 365 дней, кВт (л)	Коэффициент эмиссии	Загрязнение от ТО за год, л	Коэффициент эмиссии	Выбросы итого, кг CO2
Мыслозаполненный винтовой компрессор	160 600	1,7	33	2,5	273 102,5
Безмасляный винтовой компрессор	160 600	1,7	10	2,5	273 045
Дизельный винтовой компрессор	43 800	2,68	160	2,5	117 784
Маслозаполненный винтовой компрессор с частотным регулированием	112 420	1,7	33	2,5	191 171,75

Заключение

Роль эколого-климатических факторов в потребительском выборе будет неуклонно возрастать по мере ужесточения регуляторных требований, удорожания энергоемких решений и глобализации карбоновых рынков. Компании, способные предоставить неискаженную информацию о воздействии своих продуктов на климат, реализующие политику устойчивого развития и вовлекающие потребителя в разделение ответственности за климатические последствия своих решений, становятся лидерами новой “зеленой” экономики. Формирование экосознательного поведения и спроса — это не только вызов, но и дополнительная возможность для коммерческого успеха на конкурентных рынках будущего.

Благодарности

Исследование выполнено в рамках базового проекта НИР лаборатории 1105 ИНГГ СО РАН № FWZZ-2022-0029.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2017. № 3. С. 41-49.

2. Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Концепция формирования новых центров нефтегазового комплекса на востоке России // Новосибирск, 2010.

3. Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. О реальных перспективах комплексного освоения ресурсов нефти и газа востока России // Нефтегазовая вертикаль. 2010. № 20. С. 22-26.

4. Лагода Р. А. Углеродный след: главный экологический вопрос человечества //Тенденции развития науки и образования. – 2021. – №. 79-2. – С. 13-16.

5. Айл Н. и др. Как обеспечить будущее с низким углеродным следом //Control Engineering Россия. – 2020. – №. 5 (89). – С. 22. Journal of Industrial Economics. – 2021. – Т. 14. – №. 1. – С. 50-62

6. Горбунова О. И., Каницкая Л. В. О реализации ESG-практик в России в новых условиях //Актуальные вопросы устойчивого развития современного общества и экономики. – 2023. – С. 244-248.

7. Yahaya H., Vivek S., Shehu U., Auwal A. Carbon footprint management: a review of construction industry //Cleaner Engineering and Technology. 2022.

8. Mandi P., Lethonen M., Contreras J., Mantovani R. Carbon Footprint Management: A Pathway Toward Smart Emission Abatement // IEEE Transactions on Industrial Informatics. 2020. P. 935-948.

© А. Д. Бессмертных, А. А. Долганов, 2025

УДК 339.564
DOI DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-254-262

М. А. Близневская[1], И. В. Проворная[2]✉

Методические подходы к формированию тарифов на перевозку груза железнодорожным транспортом

[1]Новосибирский государственный университет,
г. Новосибирск, Российская Федерация
[2] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: provornayaiv@gmail.com

Аннотация. В работе исследованы способы формирования стоимости транспортировки каменного угля железнодорожным транспортом. Рассмотрена история тарифообразования на транспортировку по железным дорогам, представлены подходы, предлагаемые современными исследователями, а также способ, по которому осуществляется расчёт стоимости в настоящее время. Выделены недостатки каждого из способов и обоснована необходимость разработки нового подхода к тарифообразованию, а также актуальность данной темы в современном мире. Приведён пример самостоятельных расчётов в соответствии с действующими правилами «Прейскуранта №10–01», подтверждающий все выделенные недостатки метода. Представлен собственный подход, упрощающий процесс расчёта тарифов и решающий некоторые из выделенных проблем. Рассчитаны значения стоимости транспортировки каменного угля из крупнейшего угольного месторождения Кузбасса в дальневосточный порт. Представлено сравнение крупнейших экспортёров каменного угля на рынок Китая по доле стоимости транспортировки в конечной стоимости товара. На основе результатов расчётов сделан вывод о преимуществах модифицированного способа.

Ключевые слова: железнодорожный транспорт, стоимость транспортировки каменного угля, тарифообразование, вагонная составляющая, инфраструктурная составляющая, «Прейскурант №10–01»

M. A. Bliznevskaya[1], I. V. Promornaya[2]✉

Methodological approaches to the formation of tariffs for freight transportation by rail

[1]Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation
[2]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: provornayaiv@gmail.com

Annotation. The paper examines the ways of forming the cost of transporting coal by rail. The history of tariff formation for transportation by rail is considered, the approaches proposed by modern researchers are presented, as well as the method by which the cost is calculated at the present time. The disadvantages of each method are highlighted and the need to develop a new approach to tariff formation is substantiated, as well as the relevance of this topic in the modern world. An example of independent calculations in accordance with the current rules of the "Price List No. 10-01" is given, confirming all the identified disadvantages of the method. A proprietary approach is presented that simplifies the tariff calculation process and solves some of the identified problems. The cost of transporting coal from the largest coal deposit in Kuzbass to the Far Eastern port has been calculated.

The article presents a comparison of the largest coal exporters to the Chinese market in terms of the share of transportation costs in the final cost of goods. Based on the calculation results, a conclusion is drawn about the advantages of the modified method.

Keywords: railway transport, cost of transportation of coal, tariff formation, wagon component, infrastructure component, "Price List No. 10-01"

Введение

Железнодорожный транспорт в Российской Федерации играет очень важную роль в экономике Российской Федерации. Благодаря большому видовому разнообразию вагонов, с помощью железнодорожного транспорта можно перевозить даже самые специфические грузы, что делает его достаточно универсальным. Этим можно объяснить то факт, что в настоящее время железнодорожный транспорт лидирует по грузообороту, опередив автомобильный, воздушный, водный и даже трубопроводный, как показано на рисунке 1.

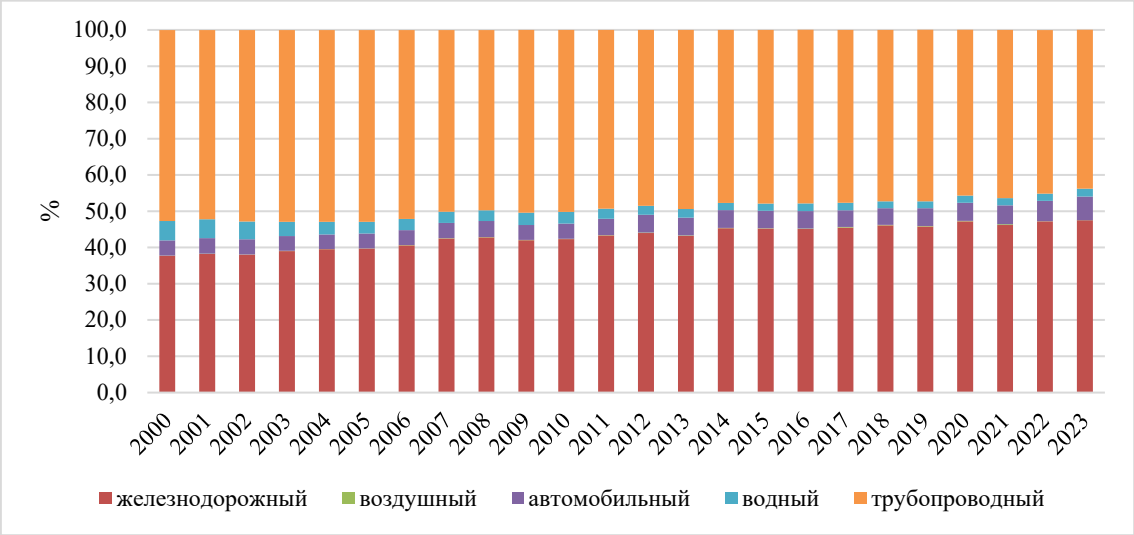


Рис. 1. Грузооборот России по видам транспорта (%)
Источник: составлено автором по материалам [1]

Грузом, лидирующим по объёму перевозок данным видом транспорта, как видно из рисунка 2, является каменный уголь, который относится к 1-му тарифному классу, согласно действующему подходу к тарифообразованию, то есть перевозится по цене ниже себестоимости, из чего следует, что для перевозчика транспортировка данного товара не является выгодной.

Рис. 2. Грузооборот за 2023 год по видам грузов
Источник: составлено автором по материалам [1], [2]

Помимо этого, из-за большого плеча транспортировки угля по железной дороге, Россия имеет не столь удачные конкурентные условия на рынке Китая по сравнению с двумя другими крупными экспортёрами угля – Австралией и Индонезией, что проиллюстрировано на рисунке 3. При этом восточное направление является крайне важным не только с точки зрения поставок угля, но и с точки зрения второй по величине категории перевозимых грузов – нефти и нефтепродуктов [3-5]. Таким образом, в связи с тем, что себестоимость российского угля получается выше, то и угледобывающие компании получают меньшую прибыль, а значит для этих компаний выгодно, чтобы транспортировка была дешевле, однако для РЖД такой исход приведёт к сокращению прибыли. Всё это указывает на противоречие интересов и на необходимость модификации тарифообразования.

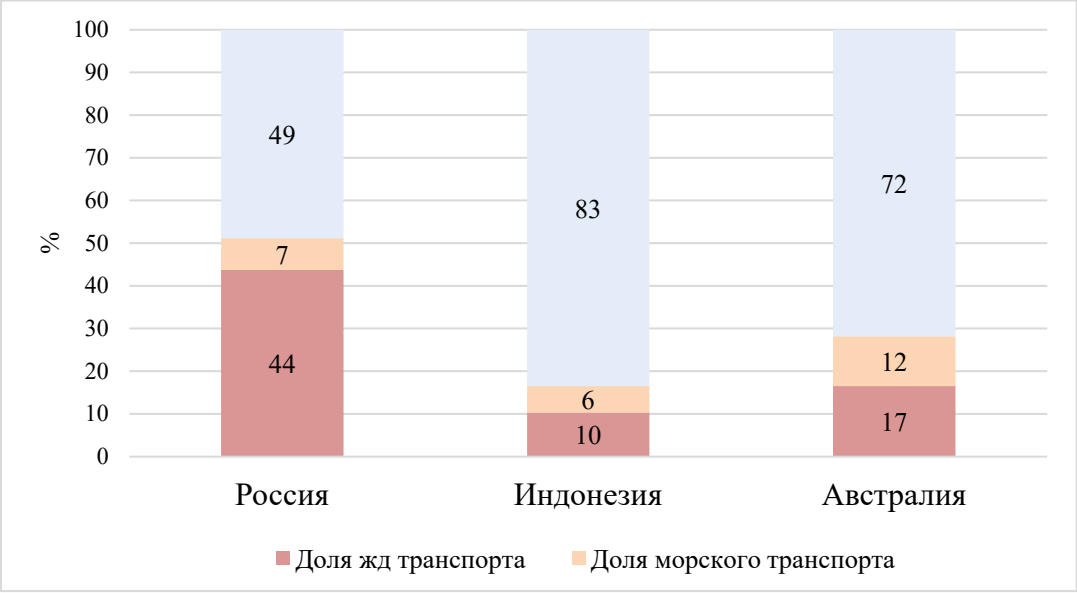


Рис. 3. Доля транспортной составляющей в итоговой цене угля на рынке Китая в 2024 году

Поэтому цель работы – предложить модифицированный способ тарифообразования на транспортировку грузов по Российской железной дороге.

В связи с этим, в данной работе будут рассмотрены различные подходы к тарифообразованию на транспортировку грузов железнодорожным транспортом, будет представлена критика этих подходов, а также подхода, используемого в настоящее время. На основе этого анализа будет предложен наиболее оптимальный способ формирования тарифа для перевозки угля по Российской железной дороге.

Методы и материалы

В качестве основной формулы для расчётов по «Прейскуранту №10–01» были использованы формулы Хусаинова Ф. И. [6]:

$$T_V = (a_V + b_V * L) * K_l * K_{ind}, \quad (1)$$

$$T_I = (a_I + b_I * L) * K_l * K_{otp} * K_{class} * K_{type} * K_{ext} * K_{ind}, \quad (2)$$

$$T_{Pr} = T_V + T_I, \quad (3)$$

где T_V – вагонная составляющая;

T_I – инфраструктурная составляющая;

a – ставка за начально-конечные операции;

b – ставка за движенческие операции;

K_l – коэффициент за расстояние перевозки;

K_{otp} – коэффициент за вид отправки;

K_{class} – коэффициент за класс груза;

K_{type} – коэффициент за род груза;

K_{ext} – дополнительные коэффициенты;

K_{ind} – коэффициент индексации.

Для модифицированного способа была получена формула, содержащая некоторые из представленных выше коэффициентов, а также опирающаяся на принцип разделения тарифа на вагонную и инфраструктурную составляющие.

$$T_{inf} = P_у * L * n * K_{class} * K_{type} * K_{ind}$$

$$T_{vag} = P_в * t * K_{class} * K_{type} * K_{ind} \quad (4)$$

$$T = T_{inf} + T_{vag}$$

Далее, в таблице 1, более подробно рассмотрена каждая составляющая формулы и её значение.

Таблица 1

Данные для расчётов

Обозначение	Описание	Значение	
		гружёные	порожние
$P_у$	Ставка за перевозку тонны груза на один километр	0,746	
$P_в$	Цена за аренду вагона в день	2 865 руб./вагон	
n	Вес груза в одном вагоне	69,5 т/вагон	
L	Расстояние транспортировки	5 983 км	3 589,8 км
t	Количество дней, необходимых для транспортировки груза в одну сторону	7 дней	
K_{class}	Коэффициент тарифного класса, к которому принадлежит груз	0,55	
K_{ind}	Коэффициент индексации	1,138	1,238
K_{type}	Коэффициент за род вагона, в котором будет осуществляться перевозка груза	0,9	

Источник: составлено по материалам [7-11]

Результаты

Для расчётов необходимо было определить все входные параметры, представленные в таблице 2.

Таблица 2

Данные для расчётов по «Прейскуранту №10–01»

Станция отправления	Ерунаково
Станция назначения	Находка-Восточная
Масса груза	69,5 т/вагон
Вид груза	Каменный уголь марки Ж
Тип упаковки	Навал
Объём груза	88 $м^3$/вагон
Род вагона	Полувагон

Источник: составлено по материалам [12-15]

Затем были произведены расчёты с использованием онлайн-калькулятора РЖД, в результате чего стало известно, что транспортировка каменного угля марки Ж в полувагонах на расстояние 5 983 км будет стоить 310 308 руб./вагон или 4 464,9 руб./т [16].

Далее, с целью доказать сложность метода, используемого в настоящее время, а также невозможность по нему произвести расчёты, не прибегая к онлайн-калькуляторам, представлена попытка самостоятельных расчётов. В связи с тем, что в самом «Прейскуранте №10–01» отсутствует формула, в данном случае за основу были взяты формулы (1), (2), (3), предложенные Хусаиновым. В таблице 3 представлены значения каждого элемента формул.

Таблица 3

Данные для самостоятельных расчётов по «Прейскуранту №10–01»

Обозначение	Описание	Значение	
		гружёный	порожний
a	Ставка за начально-конечные операции	2 132 руб.	0 руб.
b	Ставка за движенческие операции	6,49	0,4257
L	Расстояние транспортировки	5 983 км	3 589,8 км
K_l	Коэффициент за расстояние перевозки	0,55	
K_{otp}	Коэффициент за вид отправки	1	0,95
K_{class}	Коэффициент тарифного класса	0,55	
K_{type}	Коэффициент за род груза	1,05	
K_{ind}	Коэффициент индексации	1,138	1,238
K_{ext}	Дополнительный коэффициент	0,333	0,53

Источник: составлено по материалам [7], [10], [11], [17]

Во время проведения расчётов неоднократно возникали сложности и неоднозначные ситуации в определении коэффициентов или тарифных схем. Помимо этого, приходилось опираться на формулу не из официального источника, а из работы другого исследователя, что также не гарантирует достоверность результата. В итоге результат получился очень маленький – всего 477,15 руб./т.

После этого можно перейти к модифицированному способу, используя значения из таблицы 1. На рисунке 4 представлена краткая схема расчётов.

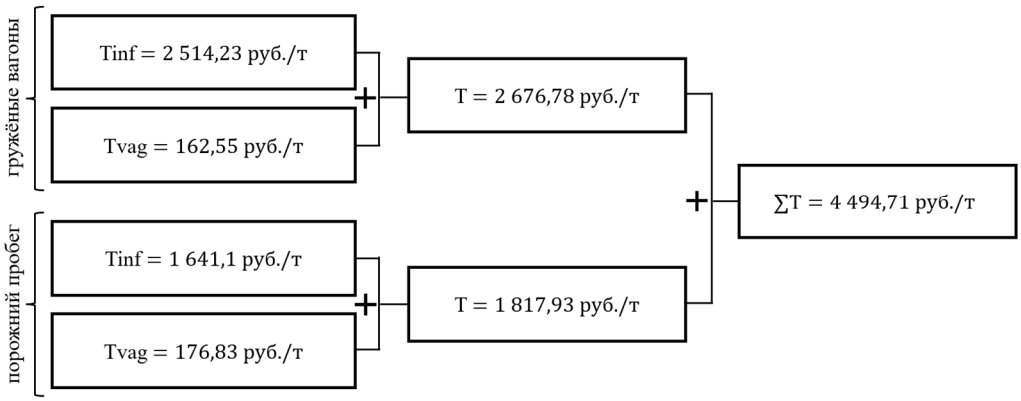


Рис. 4. Визуализация расчётов (руб./т)

Источник: составлено автором

С целью сделать российский уголь более конкурентным на рынке Китая, а также снизить нагрузку на угледобывающие компании введём также понижающий коэффициент именно для транспортировки угля. Однако, чтобы эти изменения не оказали сильного негативного влияния на РЖД, понижающий коэффициент, который раньше составлял 0,895 для перевозок энергетического угля и 0,4 за дальность транспортировки на экспорт, стоит сделать больше, чтобы не так

сильно снижалась прибыль АО «РЖД», например, 0,95 [18]. В таком случае стоимость транспортировки будет составлять 4 269,97 руб./т.

На рисунке 5 представлены доходные ставки РЖД, которые позволят рассчитать выручку перевозчика с одной тонны транспортируемого угля, что даст возможность сравнить два способа с точки зрения выгоды для РЖД.

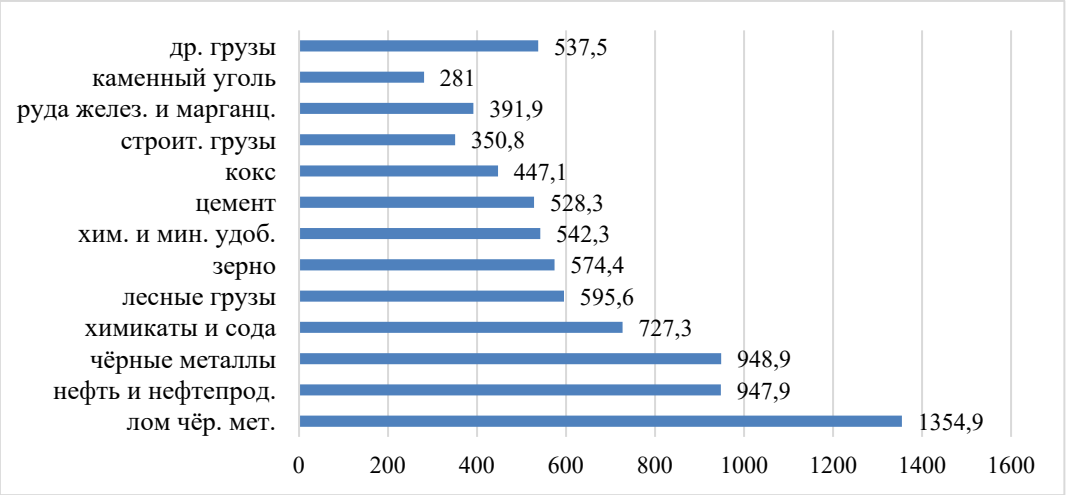


Рис. 5. Доходная ставка РЖД в 2022 году (коп./10т-км)

Источник: составлено автором по материалам [19]

Таким образом, в таблице 4 представлено сравнение результатов расчётов двумя способами.

Таблица 4

Результаты расчётов

	«Прейскурант №10–01»	Модифицированный способ
Тариф (с учётом порожнего возврата вагонов)	4 464,9 руб./т	4 269,97 руб./т
Доходы РЖД от перевозки	2 689,96 руб./т	2 689,96 руб./т
Доля РЖД	~60%	~63%
Все транспортные расходы при доставке угля на экспорт	5 224,46 руб./т	5 029,53 руб./т
Доля транспортной составляющей в итоговой цене угля на рынке Китая	51%	49%

Источник: составлено автором

Обсуждение

Таким образом, модифицированный метод решает сразу несколько недостатков текущего способа, о которых упоминалось ранее. Во-первых, упрощает процесс расчёта, так как представляет конкретную формулу и использует мень-

шее количество добавочных коэффициентов. Во-вторых, благодаря возвращению понижающего коэффициента на уголь, снижается давление на угледобывающие компании и делает российский уголь более конкурентным на китайском рынке. В-третьих, минимизирует негативные последствия для РЖД в связи с тем, что понижающий коэффициент стал больше, чем используемый ранее. При этом сохраняется разделение товаров на тарифные классы, а также по-прежнему выделяются инфраструктурная и вагонная составляющие, что позволит сделать переход с текущей системы тарифообразования на модифицированную более простым и быстрым.

В таблице 5 представлено обобщение всех достоинств модифицированного способа для РЖД и для угольных компаний.

Таблица 5

Выгоды для РЖД и для угольных компаний в зависимости от способа расчёта

Способы	Выгоды	
	РЖД	Угольные компании
Модифицированный метод	Как было рассчитано ранее, по модифицированному способу в процентах РЖД получает на 3% больше выручки, чем по «Прейскуранту №10–01».	Возможность самостоятельно рассчитать тариф, что делает процесс более прозрачным и даёт возможность экономить на транспортировке. Использование понижающего коэффициента для транспортировки угля снижает нагрузку на угледобывающие компании. Доля транспортной составляющей в итоговой цене угля на рынке Китая меньше на 2%, следовательно российский уголь становится более конкурентоспособным на международном рынке.

Источник: составлено автором

Заключение

По итогам расчётов и сравнения преимуществ и недостатков каждого способа можно сделать вывод, что переход к модифицированному способу позволит решить некоторые проблемы, которые возникают как перед угледобывающими компаниями, так и перед РЖД. При этом данный способ не способствует образованию перекоса к интересам одной стороны в ущерб другой.

Благодарности

Исследование выполнено за счет проекта ИНГГ СО РАН № FWZZ-2022-0013 по программе ФНИ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Росстат. URL: https://rosstat.gov.ru/statistics/transport (Дата обращения: 13.10.2024).

2. Интерфакс. URL: https://www.interfax.ru/business/939332 (Дата обращения: 20.10.2024).

3. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Yu. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // В сборнике: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International Scientific and Research Conference on Knowledge-Based Technologies in Development and Utilization of Mineral Resources, KTDMUR 2017. – 2017. – С. 012012.

4. Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77-85.

5. Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Движение на восток продолжается: освоение запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока должно быть увязано с развитием транспортной и перерабатывающей инфраструктуры // Нефть России. – 2010. – № 2. – С. 60-67.

6. Хусаинов Ф. И. Система железнодорожных грузовых тарифов: история формирования и современное состояние // Российская открытая академия транспорта российского университета транспорта. – 2020.

7. Грант. URL: https://base.garant.ru/12131790/481e449fd4197a0206fb0eae698e20dc/ (Дата обращения: 13.02.2025).

8. Vgudok. URK: https://vgudok.com/lenta/i-ne-zahvatyvaet-duh-na-skorostyah-s-skorosti-dvizheniya-na-seti-rzhd-itogi-pervogo (дата обращения: 18.03.2025).

9. Финам. URL: https://www.finam.ru/publications/item/globaltrans-glavnyy-benefitsiar-rosta-tsen-na-arendu-vagonov-20240802-1539/ (дата обращения: 18.03.2025).

10. Судебные и нормативные акты РФ. URL: https://sudact.ru/law/postanovlenie-fek-rf-ot-17062003-n-47-t5/prilozhenie-1/ (дата обращения: 18.03.2025).

11. ИНФОТЭК. URL: https://itek.ru/analytics/perevozki-zhdjot-inflyaciya-pljus/ (дата обращения: 18.03.2025).

12. In-power.ru. URL: https://www.in-power.ru/places/obekty-na-karte/dobycha-uglja-i-antracita-okved-2-05-10-1/1053-shahta-erunakovskaja-viii.html (дата обращения: 18.02.2025).

13. ТРАНСМЕТАЛЛ. URL: https://www.transmetall.pro/rolling_stock/half-railcar/12-132/ (дата обращения: 06.02.2025).

14. РЖД. URL: https://zszd.rzd.ru/ru/2807/page/104069?id=98360 (дата обращения: 06.02.2025).

15. АЛЬФА-СОФТ. URL: https://www.alta.ru/railway/station/98610/ (дата обращения: 18.02.2025).

16. Калькулятор РЖД. URL: https://cargolk.rzd.ru/services/calculator (дата обращения: 19.03.2025).

17. Федотова Т. Н. Расчёт грузовых тарифов на основе тарифного руководства №1 (Прейскурант №10–01) // Уральский государственный университет путей сообщения. – 2005.

18. Гудок. URL: https://gudok.ru/newspaper/?ID=1649264 (дата обращения: 20.02.2025).

19. LIVEJOURNAL. URL: https://f-husainov.livejournal.com/847297.html (дата обращения: 07.02.2025).

© М. А. Близневская, И. В. Проворная, 2025

УДК 330.15
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-263-267

Т. Т-Ж. Будариев[1]✉, А. Ю. Новиков[1]

Энергетические ресурсы и международная интеграция как факторы экономического роста

[1]Новосибирский государственный университет,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: t.budariev@g.nsu.ru

Аннотация. Современные подходы к моделированию экономического роста часто акцентируются на энергетических факторах и международных интеграциях. Потребление энергии и доступ к энергетическим ресурсам являются важными драйверами роста, а их влияние подтверждается как теоретическими моделями, так и эмпирическими исследованиями. В литературе выявлены как положительные, так и отрицательные зависимости между потреблением энергии и темпами роста экономики. В работе проанализированы различные формы международной экономической интеграции и их роль в экономическом благосостоянии. На примере панельных данных показано, что учет энергетических факторов и международных интеграций позволяет получить более полное объяснение динамики реального ВВП стран. Итак, в данной статье дан обзор на применения энергетических факторов в моделях экономического роста, и на международные интеграции, и выделена их важность на основе результатов различных авторов.

Ключевые слова: экономический рост, энергетические факторы, международные интеграции, факторы экономического роста, модели экономического роста

T.T-Zh. Budariev[1]✉, A. Y. Novikov[1]

Energy resources and international integration as factors of economic growth

[1]Novosibirsk State University, Novosibirsk,
Russian Federation
e-mail: t.budariev@g.nsu.ru

Abstract. Modern approaches to economic growth modeling often focus on energy factors and international integration. Energy consumption and access to energy resources are important drivers of growth, and their impact is supported by both theoretical models and empirical research. Both positive and negative correlations between energy consumption and economic growth rates have been identified in the literature. Analyzing various forms of international economic integration in the literature and their role in economic well-being, using the example of panel data, we have shown that taking into account energy factors and international integrations allows us to obtain a more complete explanation of the dynamics of countries' real GDP. So, this article provides an overview of the applications of energy factors in economic growth models and international integration, and highlights their importance based on the results of various authors.

Key words: economic growth, energy factors, international integration, factors of economic growth, models of economic growth

Введение

На сегодняшний день существует большое количество моделей экономического роста. Без понимания причин возникновения роста и факторов, его стимулирующих, кризисные ситуации становятся особенно опасными, так как затруд-

няется выбор эффективных мер для их предотвращения или преодоления. Модели позволяют лучше понять, откуда берётся экономический рост и почему он может замедляться. Каждая из них основывается на определённых предпосылках и акцентирует внимание на разных аспектах процесса экономического развития. В моделировании всегда важно выбрать факторы экономического роста. Начиная с исторически базовых факторов роста, таких как труд, земля, капитал, заканчивая более специфичными, все они включены в принципы построения моделей экономического роста [1]. С развитием теории экономического роста появлялись отдельные исследования влияния новых факторов, которые потом также включались в модели других авторов, например [2]: технический прогресс [3], институциональный, экологический факторы, и другие [4, 5].

Экономический рост связан с растущим конечным потреблением, что подтверждается, например, моделью Рамсея – Касса – Купманса [6] и рядом исследований [7, 8], а потребление не обходится без использования энергии. Поэтому важно учитывать энергетические факторы в модели, отражая данную фундаментальную взаимосвязь. Она также зависит от другого важного аспекта экономических процессов – международных интеграций. Поскольку нет стран располагают достаточным объёмом энергетических ресурсов для полного самообеспечения, странам необходимо торговать друг с другом, а продолжительная торговля часто перетекает полноценные международные интеграции. Составив обзор на литературу об энергетических факторах и международных интеграциях в моделях экономического роста и не только, мы осветим как они представлены в моделях и в каков результат их учёта.

Энергетические ресурсы и международная интеграция

Для начала стоит прописать полностью макроэкономическую цепочку связи энерго факторов и экономического роста. С ростом доходов населения увеличивается и уровень потребления, что сказывается в виде роста спроса на товары и услуги, чтобы удовлетворить его, нужно наращивать производственные мощности, а это, в свою очередь, сказывается на росте объёма потребляемой энергии. И главная особенность данной цепочки в том, что чем она длиннее, тем больше энергии нужно под каждый из её этапов. Таким образом, теоретически, потребление энергоресурсов положительно связана с темпами экономического роста. Далее экстраполируя, можно сказать, что энергетические факторы должны быть взаимосвязаны с показателями экономического роста. Чтобы увидеть эту взаимосвязь нужно рассмотреть эмпирические показатели энергетических факторов.

А. В. Комарова, в работе по анализу типов регионов по ресурсным факторам описывала в том числе важный показатель добычи энергетических полезных ископаемых (нефть, газ, уголь и др). С помощью этого фактора автор выделила значимые сырьевые регионы, что помогает осветить ситуацию с энергетическими запасами страны. Такая информация применяется в моделях, прогнозирующих запасы и потребление энергии, в долгосрочных стратегиях развития энергетической отрасли [10]. Однако не стоит говорить об однозначной положительной зависимости потребления энергии и экономического роста, поскольку есть

исследования выявляющие иные выводы. Например, Перстенёва и др. изучая зависимость подушевого ВВП от потребления источников топлива, выявила незначимость факторов потребления угля и газа, но значимость потребления нефти и нефтепродуктов. Также они сделали вывод о более значительной зависимости благосостояния страны от институциональной развитости [11]. Продолжая разговор об обратной или неявной связи энергии и экономического роста, мы можем привести в пример ещё несколько работ, где в моделях энергетический фактор был со знаком минус. Squalli показал отрицательную связь между потреблением энергии и экономический ростом, которое, однако, существовало параллельно снижению производительности факторов производства в ОАЭ [12]. Аналогичное обнаружил Erbaykal, только в рамках Турции [13].

Нужно также упомянуть исследования с довольно показательной переменной – энергоэффективности, как энергетического фактора в модели, поскольку за его изменением стоит ещё одна базовая макроэкономическая цепочка: рост энергоэффективности может приводить к увеличению потребления энергии в силу уменьшения издержек, подкрепляя экономический рост. Также данный показатель является одним из ключевых в ESG стратегии [14]. В своём исследовании Madlener R. и Alcott B. использовали данный показатель и сделали вывод о его положительного влияния на экономический рост [15].

Энергетические факторы как мы уже упоминали не обходятся без торговли и возможных дальнейших международных интеграций, часто энергоресурсы являются одним из главных товаров экспорта в межнациональной торговле. И возможности импорта часто компенсируют бедность недр страны, позволяя далее наращивать темпы экономического роста. Также фактор международных связей расширяет анализ от рассмотрения отдельных изолированных стран до учёта их «положения» в мире. Под экономической интеграцией подразумевается сращивание экономик двух стан, их товарных рынков, капиталов, услуг. То есть образуется цельное рыночное пространство со всеми составляющими в виде общей валюты, правовых норм, и др. Конечно, не все интеграции происходят подобным образом, существуют разные виды взаимодействий между странами. В литературе выделяют пять видов экономических интеграций: таможенный союз, зона свободной торговли, валютный союз, принцип четырёх свобод, полная интеграция [16]. Каждый из видов даёт разного вида послабления в торговле, что облегчает процесс. Вступают, однако, в интеграции государства высокоразвитые экономически, чтобы выдерживать потенциальную зарубежную конкуренцию стран-партнёров; географически, культурно, по уровню развитости экономики близкие друг к другу страны, поскольку сильные различия или отдалённость могут негативно влиять на качество разного рода взаимодействий.

Причина вступления в союзы безусловно заключается в экономической, политической, социальной выгоде стран. Основными преимуществами стран-участниц являются:

• Увеличение совокупного спроса за счёт повышения покупательской способности населения в связи с уменьшением цен на товары

• Повышение конкурентоспособности и эффективности производства

• Развитие более эффективной структуры производства за счёт перераспределения мощностей между странами

• Высокая инвестиционная привлекательность в связи со свободным перемещением факторов капитала, товаров, граждан и услуг

• Политическая безопасность со стороны стран-участниц и укрепление геополитической позиции

Ранее мы брали в рассмотрение следующие экономические интеграции: ЕС, ЕАЭС, ОПЕК, поскольку страны в данных объединениях (ЕС, ЕАЭС) географически близко расположены, что облегчает торговлю энергоресурсами и их распределения. Говоря об ОПЕК, то оно напрямую связано с объёмом добычи и с ценами на энергетическое сырьё. Включая эти интеграции в свою модель экономического роста мы с помощью панельных данных наряду с положительным влиянием двух энергетических факторов (потребления электричества и использования энергетического топлива), также выявили положительную связь фиктивного фактора интеграций со значением реального ВВП стран (табл. 1).

Таблица 1

Коэффициенты модели эк. роста

Факторы	1 модель	2 модель	3 модель	4 модель
log(капитал)	0.291^{***}	0.319^{***}	0.299^{***}	0.327^{***}
log(рабочая сила)	0.484^{***}	0.766^{***}	0.465^{***}	0.750^{***}
log(энерго факторы)	log(потр.эл.) 0.323^{***}	log(исп.эн.) 0.116^{***}	log(потр.эл.) 0.326^{***}	log(исп.эн.) 0.112^{***}
EU	0.130^{***}	0.164^{***}	-	-
EAEU	0.175^{***}	0.179^{***}	-	-
OPEC	-0.060^{***}	-0.051^{*}	-	-
Adjusted R^2	0.804	0.804	0.874	0.825

Источник: составлено авторами

Заключение

Итак, были рассмотрены работы разных авторов на тему зависимости энергетических факторов разного вида и экономического роста и рассмотрели то, как они используют их в своих моделях. Многие авторы выявляют положительный характер данной зависимости, но тема всё равно остаётся дискуссионной. Энергоресурсы непосредственно связаны с ростом спроса и дальнейшим наращиванием производства в стране. Также освещена тема экономических интеграций между странами и их важность в оценивании темпов экономического роста. Данный фактор тоже используется в экономических моделях роста и для примера показано положительное влияние международных интеграций на экономический рост, выявленное с помощью эконометрического анализа панельных данных.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке РНФ, грант № 23-78-10157.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Рудакова, И. Е. Проблемы экономического роста: роль ресурсных и нересурсных факторов / И. Е. Рудакова // Философия хозяйства. – 2015. – № 2(98). – С. 169-185. – EDN UBFOSL.

2. Пономарева Е.А. Божечкова А.В., Кнобель А.Ю. Факторы экономического роста – М.: Издательский дом ДЕЛО. – 2012. – 185 с.

3. Solow R. A Contribution to the Theory of Economic Growth // Quarterly Journal of Economy. – 1956. – P.65-94.

4. Шалаева А.А. Влияние наличия природных ресурсов на экономический рост стран – М.: Мир новой экономики. – 2015. – № 4. – С. 41-47.

5. Gelb A. and Associates. Oil Windfalls: Blessing or Curse? - New York, World Bank: Oxford University Press. –1988. – 357 p.

6. Козко А. И., Лужина Л. М., Попов А. Ю., Чирский В. Г. Об идеальной экономической ситуации - росте капитала и функции потребления в некоторых моделях экономического роста // Чебышевский сборник. – 2023. – Т. 24. – № 2(88). – С. 256-265. – DOI 10.22405/2226-8383-2023-24-2-256-265.

7. Рева А. Р. Связь между потреблением энергии и ВВП. Эластичность потребления первичной энергии в Индии //Экономика: вчера, сегодня, завтра. – 2019. – Т. 9. – №. 4-1. – С. 371-383.

8. Кремков М. В., Воронин С. А. Динамика потребления энергии и угля и ее связь с состоянием мировой экономики и финансово-экономическими кризисами //Уголь. – 2009. – №. 11. – С. 18-23.

9. Комарова А. В. Обоснование выбора факторов определения ресурсных регионов // Экономика Сибири в условиях глобальных вызовов XXI века: Сборник статей в 6-ти томах. - 2018. - Т. 2. – 169 с.

10. Filimonova, I. V., Eder, L. V., Komarova, A. V., Provornaya, I. V., Nemov, V. Yu. Resource regions of Russia: Socio-economic indicators and innovative development. // V:IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – Vol. 206. – № 1.

11. Перстенёва Н.П., Токарев Ю.А., Горбунова О.А., Кравченко О.В. Моделирование влияния потребления различных видов энергоресурсов на экономическое развитие страны // Уголь. – 2022. – №9 (1158).

12. Squalli J., Electricity consumption and economic growth: bounds and causality analyses of OPEC members. Energy Econ 29. – 2007. – P. 1192–1205.

13. Erbaykal E, Disaggregate energy consumption and economic growth: evidence from Turkey. Int Res J Finance Econ 20. – 2008. – P. 172–179

14. Астафьева О. С., Шевченко Т. В., Развитие ESG-принципов в российской федерации и актуальность повышения энергоэффективности зданий // Московский экономический журнал. – 2022. – №3.

15. Madlener R., Alcott B., Energy Rebound and Economic Growth: A Review of the Main Issues and Research Needs // Energy. – 2009. – № 34. – P. 370–376.

16. Костюнина Г.М., Ливенцев Н.Н., Интеграционные объединения мира, пособие. – 2006. – 54 с.

© Т. Т-Ж. Будариев, А. Ю. Новиков, 2025

УДК 338.2
DOI 10.33764/2618-981X-2025-2-1-268-274

В. А. Вахнова[1], И. В. Проворная [2]✉

Оценка уровня развития рынка природного газа в качестве топлива

[1]Новосибирский государственный университет,
г. Новосибирск, Российская Федерация
[2] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: provornayaiv@gmail.com

Аннотация. Статья посвящена анализу развития российского рынка метана как перспективного топлива, с акцентом на региональные особенности. Проведена оценка уровня развития рынка газомоторного топлива в разрезе федеральных округов, учитывая их специфические экономические и инфраструктурные условия. Для каждого федерального округа определен уникальный набор ключевых факторов, оказывающих влияние на расширение автопарка, использующего метан в качестве топлива. В работе детально проанализирована текущая обеспеченность различных регионов необходимой газозаправочной инфраструктурой. Дана оценка эффективности применяемых мер государственной поддержки, направленных на стимулирование спроса и предложения на рынке газомоторного топлива. Также рассмотрены перспективные проекты, направленные на дальнейшее развитие рынка, реализуемые как в отдельных субъектах Российской Федерации, так и в масштабах всей страны.

Ключевые слова: природный газ, альтернативное топливо, инфраструктура ГМТ, государственная поддержка

V. A. Vakhnova[1], I. V. Provornaya[2]✉

Assessment of the development of the gas engine fuel market in Russia

[1] Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation
[2]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: provornayaiv@gmail.com

Abstract. This paper analyzes the development of the Russian market for methane as a potential fuel, focusing on regional differences. The level of development of the natural gas engine fuel market within federal districts has been assessed, considering their unique economic and infrastructural circumstances. Each district has its own set of factors that influence the expansion of methane-fueled fleets. The paper thoroughly examines the current availability of gas refueling infrastructure in various regions, as well as the effectiveness of government initiatives aimed at promoting supply and demand for natural gas engine fuels. It also discusses promising projects aimed at advancing the market, both at the regional and national levels.

Keywords: natural gas, alternative fuels, gas fuel infrastructure, government support

Введение

Ключевые энергетические рынки претерпевают значительные изменения, обусловленные глобализацией и развитием возобновляемой энергетики. Как

следствие, доля альтернативных видов топлива в мировом энергопотреблении существенно возросла. Важную роль в этом сыграло расширение применения данных видов топлива на транспорте, которое объясняется не только экономической выгодой, но и изменением потребительских предпочтений [1].

Несмотря на ископаемое происхождение, компримированный (КПГ) и сжиженный (СПГ) природный газ классифицируются как альтернативные виды топлива для транспорта. Природный газ (метан), образующийся в земных недрах, является экономически выгодным топливом, его стоимость в среднем на 50% ниже бензина. Использование метана в транспорте увеличивает срок службы двигателя и снижает затраты на обслуживание. Экологические преимущества включают снижение выбросов углекислого газа в 2-3 раза по сравнению с нефтепродуктами, сокращение выбросов азотных соединений на 90% по сравнению с дизелем, а также отсутствие сажи и сернистых соединений в выхлопах, что уменьшает задымление и загрязнение в 9 раз. Метан легче воздуха и быстро рассеивается при утечке, что обуславливает его отнесение к наиболее безопасным горючим веществам по классификации МЧС России [2].

Обладая крупнейшими в мире запасами природного газа, Россия имеет значительные перспективы для развития рынка природного газа в качестве топлива [3-5]. Это положение создает основу для энергетической безопасности и независимости, а также стимулирует производство газового оборудования, создание новых рабочих мест в сфере обслуживания и эксплуатации газового транспорта. Также переход на метан будет способствовать сокращению топливных издержек, т.е. обеспечит более доступное топливо для населения и бизнеса.

Следовательно, политика государства направлена на увеличение потребления природного газа внутри страны вследствие развития инфраструктуры для ГМТ. Подтверждение этому можно найти в «Транспортной стратегии Российской Федерации до 2030 года с прогнозом на период до 2035 года», в рамках которой Правительство РФ предполагает увеличение объемов потребления природного газа в 15-19 раз к 2035 году по сравнению с 2021 годом. Ключевыми условиями внедрения новых видов топлива на транспорте, согласно стратегии, являются: развитие производства топлива, топливных элементов и двигателей; создание системы дистрибуции новых видов топлива; формирование инфраструктуры [8]. Также в новой «Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года» одной из целей является наращивание объемов потребления метана на транспорте в десятикратном размере к 2050 году по сравнению с 2023 годом [7].

Благодаря тесному сотрудничеству между ПАО «Газпром» и государственными органами создаются благоприятные условия для динамичного роста рынка газомоторного топлива (ГМТ) в России. Неравномерное развитие рынка газомоторного топлива (ГМТ) в регионах России связано с экономическими условиями, политикой и приостановкой программ господдержки, что ограничивает доступность статистики. Основным источником информации о готовности регионов к переходу на природный газ является отчетность "Газпром газомоторное топливо", выступающей главным драйвером распространения метана.

Цель работы – оценка уровня развития рынка природного газа в качестве топлива в регионах России.

Для достижения цели в ходе исследования поставлены следующие задачи:

- Анализ литературы для систематизации методов и результатов работы других авторов по тематике «Рынок газомоторного топлива».
- Исследование данных за период 2014-2022 на основе эконометрических методов.
- Отбор и оценка факторов, влияющих на развитие инфраструктуры автопарка на природном газе.

Методы и материалы

В анализе участвовали 66 регионов, которые были отобраны по показателю «объем потребления метана на транспорте», регионы с нулевыми значениями по данному показателю были исключены из анализа. Так как существуют ограничения по доступной официальной статистике, то данные были рассмотрены за период 2015-2022 гг. Таким образом, были сформированы панели данных по каждому федеральному округу, за исключением ДВФО, на основе этих панельных данных были построены регрессионные модели: сквозная регрессия - формула (1), модель с фиксированными эффектами – формула (2), модель со случайными эффектами – формула (3).

$$\boldsymbol{Ngt}_{\boldsymbol{it}} = \boldsymbol{\alpha} + \boldsymbol{\beta_1 NGst_{it}} + \boldsymbol{\beta_2 Inv_{it}} + \boldsymbol{\beta_3\, GRP_{it}} + \boldsymbol{\beta_4\, PCI_{it}} + \boldsymbol{\beta_5 PRD_{it}} + \boldsymbol{\beta_6 AMP_{it}} + \boldsymbol{\beta_7 HEA_{it}} + \boldsymbol{\beta_8 Pop_{it}} + \boldsymbol{\varepsilon_{it}}, \quad (1)$$

где: α и β_n – коэффициенты модели, i – индекс региона, t – показатель года, ε_{it} – ошибка;

$$\boldsymbol{Ngt}_{\boldsymbol{it}} = \boldsymbol{i\mu_i} + \boldsymbol{\beta_1 NGst_{it}} + \boldsymbol{\beta_2 Inv_{it}} + \boldsymbol{\beta_3\, GRP_{it}} + \boldsymbol{\beta_4\, PCI_{it}} + \boldsymbol{\beta_5 PRD_{it}} + \boldsymbol{\beta_6 AMP_{it}} + \boldsymbol{\beta_7 HEA_{it}} + \boldsymbol{\beta_8 Pop_{it}} + \boldsymbol{\vartheta_{it}}, \quad (2)$$

где: i – индекс региона, t – индекс момента времени, β вектор коэффициентов регрессии, μ_i – региональные эффекты (фиксированные неизвестные параметры), ϑ_{it} – ошибка, со нормальным распределением с параметрами $(0,\sigma_\vartheta^2)$;

$$\boldsymbol{Ngt}_{\boldsymbol{it}} = \boldsymbol{\alpha} + \boldsymbol{\delta_i} + \boldsymbol{\beta_1 NGst_{it}} + \boldsymbol{\beta_2 Inv_{it}} + \boldsymbol{\beta_3\, GRP_{it}} + \boldsymbol{\beta_4\, PCI_{it}} + \boldsymbol{\beta_5 PRD_{it}} + \boldsymbol{\beta_6 AMP_{it}} + \boldsymbol{\beta_7 HEA_{it}} + \boldsymbol{\beta_8 Pop_{it}} + \boldsymbol{\lambda_{it}}, \quad (2)$$

где: i – индекс региона, t – индекс момента времени, β – вектор коэффициентов регрессии, δ_i – региональные эффекты, имеющие нормальное распределение с параметрами $(0,\sigma_\delta^2)$, $\alpha -$ константа, λ_{it} – ошибка, со нормальным распределением с параметрами $(0,\sigma_\lambda^2)$.

Все построенные модели были оценены методом наименьших квадратов и впоследствии были проверены на автокорреляцию и гетероскедастичность ошибок. При необходимости МНК оценка была заменена на ОМНК оценку [9, 12].

Выбор наиболее подходящей модели осуществлялся посредством тестов: Тест Вальда, Тест Вулдриджа, Тест Хаусмана. По результатам теста уже выводились значимые факторы для каждого федерального округа.

Результаты и обсуждение

Анализ уровня развития рынка природного газа в качестве топлива для транспортных средств производился для каждого федерального округа по отдельности, в табл. 1 приведены рассматриваемые регионы. Дальневосточный федеральный округ не включен в анализ, потому что имеет только 2 субъекта со значением объемов потребления метана выше нуля.

Таблица 1

Выборка регионов по федеральным округам

Федеральный округ	Субъекты
ЦФО	Области: Белгородская, Брянская, Владимирская, Воронежская, Ивановская, Калужская, Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Орловская, Рязанская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ярославская; город Москва
ЮФО	Области: Астраханская, Волгоградская, Ростовская; Республики: Адыгея, Крым; Краснодарский край; город Севастополь
СЗФО	Области: Архангельская, Вологодская, Калининградская, Ленинградская, Новгородская, Псковская; Республика Коми; город Санкт-Петербург
СФО	Области: Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Томская; Республика Алтай; Алтайский край
УФО	Области: Курганская, Свердловская, Тюменская, Челябинская, ХМАО, ЯНАО
ПФО	Области: Кировская, Нижегородская, Оренбургская, Пензенская, Самарская, Саратовская, Ульяновская; Республики: Башкортостан, Татарстан, Удмуртская, Чувашская; Пермский край
СКФО	Республики: Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкарская, Карачаево-Черкесская; Северная Осетия-Алания; Ставропольский край

Источник: составлено автором на основе «Рейтинга Газпром»

Зависимая переменная – количество автомобильного транспорта, имеющего возможность передвижения на метане. Берем именно этот показатель, потому что он отражает потребительский спрос, т.е. имеет более массовых характер по сравнению с грузовым транспортом и автобусами и является индикатором доступности инфраструктуры с точки зрения населения. Также на основе литературных источников [6] и отчетов компании «Газпром газомоторное топливо» [10, 11] были отобраны факторы, представленные в табл. 2.

Таблица 2

Факторы модели

Социально-экономические	Отраслевые	Экологические
Инвестиции в основной капитал на душу населения (тыс. рублей)	Кол-во заправочных станций (в единицах)	Объем выбросов вредных(загрязняющих) веществ в атмосферный воздух от транспорта (тыс. тонн)
Валовой региональный продукт на душу населения (тыс. рублей)	Плотность автомобильных дорог с твердым покрытием (км/1000 км2 территории)	
Среднедушевой денежный доход населения (рублей в месяц)	Средняя стоимость метана за год (рублей)	
Численность населения (тыс. человек)		

Источник: составлено автором

Анализ моделей посредством программных пакетов R позволил из отобранных факторов выявить наиболее значимые для каждого округа. Результаты представлены в табл. 3.

Таблица 3

Значимые факторы по федеральным округам

Федеральный округ	Кол-во (АГНКС, КриоАЗС)	Стоимость метана	Инвестиции в основной капитал	Плотность дорожного покрытия	Выбросы вредных веществ	Модель
ЦФО	1			1		GLS “within”
ЮФО	1	1	1	1		GLS “within”
СЗФО	1	1	1			GLS “within”
СФО	1	1	1		1	GLS “within”
УФО	1		1		1	GLS “within”
ПФО	1	1				GLS “random”
СКФО		1	1	1	1	GLS “within”
Все регионы		1	1	1		GLS “random”

Источник: составлено автором

Таким образом, видно, что на количество транспорта на ГМТ значительное влияние оказывает инфраструктура, т.е. количество заправочных станций. Следовательно, расширение инфраструктуры повлечет за собой и расширение автопарка, что благоприятно скажется на объемах потребления метана. Далее важным фактором в развитии рынка ГМТ в нашей стране является стоимость самого метана, поэтому важно предпринимать действия по поддержке как автовладельцев, так и предпринимателей на данном рынке, чтобы равновесная стоимость оказывалась приемлемой со стороны и спроса и предложения. Последний значимый фактор – инвестиции в основной капитал, что подтверждает необходимость привлечения инвесторов в развивающийся рынок природного газа.

Отметим, что в трех округах: СФО, УФО и СКФО – отрицательная зависимость между количеством автомобилей на метане и объемами выбросов вредных веществ в атмосферу, соответственно, можно сказать об экологическом эффекте от данного вида топлива.

Также в табл. 3 указаны конечные использованные модели, все они учитывают ненаблюдаемые эффекты. К таким эффектам можно отнести меры государственной поддержки как на федеральном, так и на региональном уровне. В развитии рынка метана ключевыми мерами поддержки являются: субсидирование переоборудования транспортных средств на метан; субсидирование строительства объектов газозаправочной инфраструктуры; пониженный транспортный налог на автомобили, работающие на метане; возможность получения земельного участка под АГНКС без проведения торгов.

Заключение

В стратегиях по развитию рынка ГМТ основным целевым показателем выступает именно увеличение объемов реализации природного газа на транспортных средствах, следовательно, необходимо одновременно расширять как сам автопарк, так и инфраструктуру для него. Это невозможно сделать без стимулирования спроса на ГМТ.

На основе проведенного анализа, можно дать следующие рекомендации по развитию рынка природного газа в качестве топлива:

- Комплексный подход на федеральном и региональном уровне, т.е. участие в федеральных проектах должно сопровождаться региональной инициативой (налоговые скидки, бесплатные парковки, субсидирование переоборудования ТС и т.д.);
- Привлечение инвесторов, развитие собственного производства;
- Развитие не только заправочной, но и сервисной инфраструктуры;
- Формирование общественного мнение о преимуществах ГМТ посредством медиа.

Благодарности

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-78-10156, https://rscf.ru/project/23-78-10156/.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

6. Медведев П., Бородин В., Козловский А. и др. Рынок КПГ: мировой опыт развития и уроки для России. 2019. URL: EY_Рынок КПГ_Мировой опыт и уроки для России.pdf (дата обращения 13.04.2025).

7. Аналитическая справка: «Виды газомоторного топлива» / Национальная газомоторная ассоциация: официальный сайт. URL: https://ngvrus.ru/file/info/library/sravnitelnaya-spravka-prirodnogo-gaza-i-sug.pdf (дата обращения: 12.03.2025).

8. Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Концепция формирования новых центров нефтегазового комплекса на востоке России // Новосибирск, 2010.

9. Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. О реальных перспективах комплексного освоения ресурсов нефти и газа востока России // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 20. – С. 22-26.

10. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Немов В.Ю., Комарова А.В. Структурные изменения в нефтедобыче России // Экологический вестник России. – 2018. – № 1. – С. 1-8.

11. Постников Е.А. Эконометрическое моделирование развития регионов России на основе панельных данных. // Управление в современных системах. – 2016. – №2(9). – С. 3-12.

12. Правительство Российской Федерации. Распоряжение от 12 апреля 2025 г. № 908-р ««Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года». URL: 2025-04-12_908-р_Энергетическая стратегия РФ до 2050 г..pdf (дата обращения 17.04.2025) .

13. Правительство Российской Федерации. Распоряжение от 27 ноября 2023 г. № 3363-р «Транспортная стратегия Российской Федерации до 2030 года с прогнозом на период до 2035 года». URL: http://static.government.ru/media/files/7enYF2uL5kFZlOOpQhLl0nUT91RjCbeR.pdf (дата обращения: 12.03.2025).

14. Ратникова Т. А. Введение в эконометрический анализ панельных данных. // Экономический журнал ВШЭ. – 2006. – №2. – С. 267-316.

15. Рейтинг регионов России по уровню развития рынка газомоторного топлива. 2023. URL: https://gmt.gazprom.ru/d/textpage/73/115/prezentatsiya-reiting-regionov-2022.pdf (дата обращения 11.03.2025).

16. Рейтинг регионов России по уровню развития рынка газомоторного топлива. 2024. URL: https://gmt.gazprom.ru/d/textpage/73/115/reiting-regionov-2023.pdf (дата обращения 11.03.2025).

17. Croissant Y., Millo G. Introduction to plm. 2007. URL: https://epog.univ-paris13.fr/wp-content/uploads/2014/10/pgmm.pdf (дата обращения 11.03.2025).

© В. А. Вахнова, И. В. Проворная, 2025

СОДЕРЖАНИЕ

1. А. Л. Бейзель, Е. С. Соболев. К проблеме возникновения гривного рельефа в позднем плейстоцене на юге Западной Сибири. Водная гипотеза 3

2. А. С. Виноградов, П. И. Сафронов, А. Н. Фомин, И. А. Губин, М. О. Федорович. Масштабы генерации углеводородов в кембрийских отложениях Вилюйской гемисинеклизы 8

3. А. А. Горячева. Палиностратиграфия нижне-среднеюрских отложений полуострова Юрюнг-Тумус (север Восточной Сибири) 15

4. И. А. Губин, С. А. Моисеев. Закономерности распределения соленасыщенных горизонтов кембрия на территории Ангаро-Ленской НГО 22

5. Н. Г. Изох. Биостратиграфия верхнего девона по конодонтам складчатого обрамления юга Западной Сибири 30

6. Е. А. Костырева, И. С. Сотнич. Особенности фракционирования углерода в органическом веществе баженовской свиты юго-востока Западной Сибири 38

7. Е. Н. Кузнецова, А. О. Гордеева. Оценка геолого-геофизической изученности карбонатного комплекса кембрия и современного состояния недропользования Агаро-Ленской НГО 46

8. О. Б. Кузьмина. Палинологическая характеристика опорного разреза верхнепалеогеновых и неогеновых отложений севера Кулундинской равнины (Западная Сибирь) 52

9. А. В. Лаврова, А. Н. Фомин. Условия формирования углей тюменской и васюганской свит на Каймысовском своде и смежных территориях юго-востока Западно-Сибирского мегабассейна по углепетрографическим данным 60

10. Л. Н. Константинова, Э. С. Волгина. Обобщение результатов геологических осложнений в кембрии при бурении скважин в Ангаро-Ленской нефтегазоносной области 68

11. П. С. Лапин, Л. Н. Константинов, С. А. Моисеев. О возможности применения неотектонического метода исследования для выявления зон АВПД в межсолевых кембрийских отложениях Ангаро-Ленской НГО на примере Ковыктинского месторождения 75

12. Н. К. Лебедева. Географическая дифференциация кампанских ассоциаций диноцист Северного Полушария 83

13. Р. В. Маринов, А. М. Фомин. Особенности литолого-фациального районирования вендских и кембрийских отложений на территории Среднеленской НГО 90

14. А. А. Муравьева. Применение «традиционных» генетических коэффициентов для гидрогеохимических исследований Сибирской платформы 96

15. Д. А. Новиков, Н. А. Медешова. Контрастность гидрогеохимических аномалий в пределах поисковых участков северо-западных районов Тургайского прогиба 101
16. П. А. Новоселя, А. М. Фомин. Строение и оценка перспектив газоносности парфеновского горизонта на северо-западе Ангаро-Ленской НГО по материалам региональных сейсморазведочных работ на Илиро-Ийском и Западно-Ийском участках 108
17. Е. Б. Пещевицкая. Биостратиграфические и корреляционные возможности готриваптских палинокомплексов 113
18. С. В. Рыжкова, М. А. Фомин, А. Н. Седых. Современное состояние и история открытия залежей нефти баженовского нефтегазоносного резервуара (Западная Сибирь) 120
19. А. С. Сальников. Автономные сейсмические станции для инженерно-геологических исследований наземно-подземных объектов в угольных шахтах 130
20. А. Г. Плавник, Ю. И. Сальникова. Современные гидрогеохимические условия апт-альб-сеноманских отложений на нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири 138
21. А. В. Азаров, С. В. Сердюков. Оценка напряженного состояния среды на основе анализа давления распространения трещин гидроразрыва вблизи полости 145
22. С. Е. Алексеев, Б. Кубанычбек. Оборудование для бурения анкерных скважин 153
23. Л. В. Городилов. Имитационная модель процесса отбойки породного слоя инструментом гидроударного устройства 160
24. Р. А. Ефремов, А. В. Азаров. Оценка параметров спектра ЯМР угля при высоком уровне шума в данных. 167
25. И. Е. Иоанов. Перспективы использования пневмомолотов в Арктике 175
26. Ю. М. Леконцев, П. В. Сажин. Область применения технологии гидроразрыва при отработке пологих угольных пластов и ее особенности 180
27. В. В. Плохих, Б. Б. Данилов, Д. О. Чещин, А. А. Абдуллин. Результаты экспериментальных исследований герметизирующих элементов, применяемых при бурении дегазационных скважин с одновременной обсадкой . 187
28. А. А. Речкин, Е. П. Русин. Прерывисто-срывная кавитация: моделирование методом вычислительной гидродинамики применительно к погружному бурению 196
29. А. А. Речкин, Б. Б. Данилов. Определение некоторых рациональных параметров пневматической ударной машины со стационарно установленным упругим клапаном 202
30. Л. А. Рыбалкин, В. В. Сказка, И. М. Сердюк. Разработка стенда для исследования распространения сейсмических поверхностных волн вдоль цилиндрической полости 208

31. И. М. Сердюк, С. В. Сердюков. Автоколебания сжатия при деформировании рыхлых пород 213
32. В. В. Червов, И. В. Тищенко. Параметры пневмомолота при минимальном удельном расходе сжатого воздуха 217
33. Е. Н. Шер. Расчет в двухмерной постановке задачи внедрения клина в хрупкую среду с учетом развития магистральной трещины 223
34. Т. В. Шилова, А. Н. Дробчик. Исследование деформационно-прочностных свойств разрушенной горной породы при закреплении эпоксидной смолой 231
35. Т. В. Шилова, И. М. Сердюк. Исследование изменения проницаемости песка, закрепленного полиуретановыми составами 236
36. А. А. Безносова, А. В. Комарова. Экономическая оценка интеграционных эффектов на примере БРИКС 242
37. А. Д. Бессмертных, А. А. Долганов. Роль эколого-климатических факторов в потребительском выборе 249
38. М. А. Близневская, И. В. Проворная. Методические подходы к формированию тарифов на перевозку груза железнодорожным транспортом 254
39. Т. Т-Ж. Будариев, А. Ю. Новиков. Энергетические ресурсы и международная интеграция как факторы экономического роста 263
40. В. А. Вахнова, И. В. Проворная. Оценка уровня развития рынка природного газа в качестве топлива 268

CONTENTS

1. A. L. Beisel, E. S. Sobolev. On the problem of the origin of the specific ridge relief (grivas) in the late pleistocene in the south of Western Siberia. Water hypothesis 3
2. S. Vinogradov, P. I. Safronov, A. N. Fomin, I. A. Gubin, M. O. Fedorovich. The scale of hydrocarbon generation in the Cambrian deposits of the southern regions of the Vilyui hemisyneclise 8
3. A. A. Goryacheva. Palynostratigraphy of the Lower-Middle Jurassic deposits of the Yuryung-Tumus peninsula (north of Eastern Siberia)..... 15
4. I. A. Gubin, S. A. Moiseev. Distribution patterns of salt-saturated Cambrian horizons within the Angara-Lena oil and gas area 22
5. N. G. Izokh. Conodont biostratigraphy of the Upper Devonian folded border of the south of West Siberia..... 30
6. E. A. Kostyreva, I. S. Sotnich. Features of carbon fractionation in the organic matter from the Bazhenov formation of the south-eastern Western Siberia..... 38
7. E. N. Kuznetsova, A. O. Gordeeva. Assessment of the geological and geophysical study of the Cambrian carbonate complex and the current state of subsurface use of the Agara-Lena petroleum region..... 46
8. O. B. Kuzmina. Palynological characteristics of the reference section of the Upper Paleogene and Neogene deposits of the north of the Kulunda Plain (Western Siberia)..... 52
9. A. V. Lavrova, A. N. Fomin. Formation Conditions of Coals of the Tyumen and Vasyugan Formations in the Kaimysov Arch and Adjacent Territories of the South-East of the West Siberian Megabasin According to Coal-Petrographic Data 60
10. L. N. Konstantinova, E. S. Volgina. Generalization of the results of geological complications in the Cambrian during well drilling Angara-Lena oil and gas region..... 68
11. P. S. Lapin, Konstantinova L. N., Moiseev S. A. On the possibility of using the neotectonic research method to identify zones of abnormally high reservoir pressures in the inter-salt Cambrian deposits of the Angara-Lena oil and gas region on the example of the Kovyktinskoye field..... 75
12. N. K. Lebedeva. Campanian dinocysts of North Hemisphere: some aspects of biogeography and paleogeography..... 83
13. R. V. Marinov, A. M. Fomin. Features of lithological and facial zoning of Vendian and Cambrian Deposits in the Territory Middle-Lena OGBR..... 90
14. A. A. Muraveva. Application of “traditional” genetic coefficients for hydrogeochemical studies of the Siberian Platform..... 96

15. D. A. Novikov, N. A. Medeshova. Contrast of hydrogeochemical anomalies within the exploration sites of the northwestern regions of the Turgay depression 101
16. P. A. Novoselya, A. V. Fomin. Structure and assessment of the gas potential of the Parfenov horizon in the northwest of the Angara-Lena oil and gas region based on regional seismic exploration work in the Iliro-Iysky and Zapadno-Iysky areas 108
17. E. B. Pestchevitskaya. Biostratigraphic and correlation potential of Hauterivian-Aptian palynological assemblages 113
18. S. V. Ryzhkova, M. A. Fomin, A. N. Sedykh. Current state and history of discovery of oil deposits of the Bazhenov oil and gas reservoir (Western Siberia). 120
19. A. S. Salnikov. Autonomous seismic stations for engineering and geological studies of surface-underground facilities in coal mines 130
20. A. G. Plavnik, Yu. I. Salnikova. Modern hydrogeochemical conditions of the Aptian-Albian-Cenomanian deposits in the oil and gas fields of Western Siberia 138
21. A. V. Azarov, S. V. Serdyukov. Estimate of the stress state of the environment based on the analysis of the pressure of propagation of hydraulic fracture cracks near the cavity 145
22. S. E. Alekseev, B. Kubanychbek. Roof bolt hole drilling equipment 153
23. L. V. Gorodilov. Simulation model of the rock layer breaking with a hydraulic impact device tool 160
24. R. A. Efremov, A. V. Azarov. Estimation of the parameters of the NMR spectrum of coal at a high noise level in the data. 167
25. I. E. Ioanov. Prospects for the use of pneumatic hammers in the Arctic.... 175
26. Yu. M. Lekontsev, P. V. Sazhin. The field of application of hydraulic fracturing technology in the development of shallow coal seams and its features.. 180
27. V. V. Plokhikh, B. B. Danilov, D. O. Cheshchin, A. A. Abdullin. Results of experimental studies of sealing elements used in drilling degassing wells with simultaneous casing 187
28. A. A. Rechkin, E. P. Rusin. Intermittent-stall cavitation: computational fluid dynamics modelingapplied to downhole drilling 196
29. A. A. Rechkin, B. B. Danilov. Determination of some rational parameters of a pneumatic impact machine with a stationary installed elastic valve 202
30. L. A. Rybalkin, V. V. Skazka, I. M. Serdyuk. Development of a stand for studying the propagation of seismic surface waves along a cylindrical cavity.. 208
31. I. M. Serdyuk, S. V. Serdyukov. Self-oscillation of compression during deformation of loose rocks 213
32. V. V. Chervov, I. V. Tishchenko. Pneumatic hammer parameters with minimum specific compressed air consumption 217

33. E. N. Sher. Calculation in a two-dimensional formulation of the problem of wedge penetration into a brittle medium taking into account the development of the main crack 223
34. T. V. Shilova, A. N. Drobchik. Study of deformation and strength properties of destroyed rock when epoxy resin reinforcement 231
35. T. V. Shilova, I. M. Serdyuk. Study of change of sand permeability when polyurethane compositions reinforcement 236
36. A. A. Beznosova, A. V. Komarova. Economic assessment of integration effects on the example of BRICS 242
37. A. D. Bessmertnykh, A. A. Dolganov. The Role of Ecological and Climatic Factors in Consumer Choice 249
38. M. A. Bliznevskaya, I. V. Promornaya. Methodological approaches to the formation of tariffs for freight transportation by rail 254
39. T.T-Zh. Budariev, A. Y. Novikov. Energy resources and international integration as factors of economic growth 263
40. V. A. Vakhnova, I. V. Provornaya. Assessment of the development of the gas engine fuel market in Russia 268

Научное издание

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ

XXI Международный научный конгресс

Сборник материалов в 8 т.

Т. 2
Международная научная конференция

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

№ 1

Материалы публикуются в авторской редакции

Компьютерная верстка *Я. А. Лесных*

Изд. лиц. ЛР № 020461 от 04.03.1997.
Подписано в печать 20.08.2024. Формат 60 × 84 1/16.
Усл. печ. л. 16,33. Тираж 34 экз. Заказ 84.
Гигиеническое заключение
№ 54.НК.05.953.П.000147.12.02. от 10.12.2002.

Редакционно-издательский отдел СГУГиТ
630108, Новосибирск, ул. Плахотного, 10.

Отпечатано в картопечатной лаборатории СГУГиТ
630108, Новосибирск, ул. Плахотного, 8.