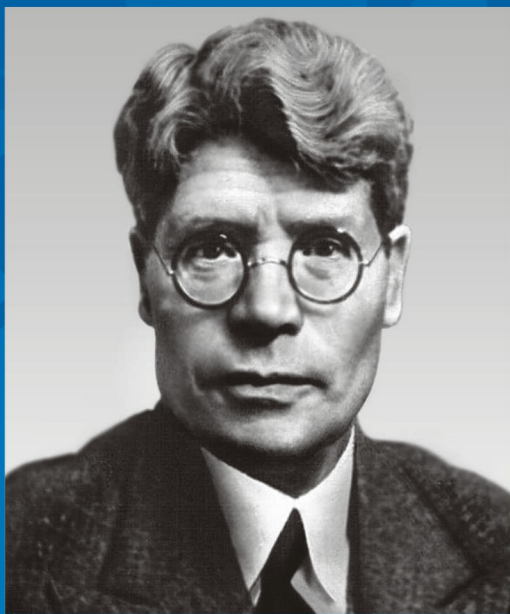


МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК  
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ РАН  
НАУЧНЫЙ СОВЕТ РАН ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ, ГАЗА И УГЛЯ



## НОВЫЕ ВЫЗОВЫ ФУНДАМЕНТАЛЬНОЙ И ПРИКЛАДНОЙ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА – XXI ВЕК

Материалы Всероссийской научной конференции  
с участием иностранных ученых, посвященной  
150-летию академика АН СССР И.М. Губкина и  
110-летию академика АН СССР и РАН А.А. Трофимука



**ИНГГ**  
СО РАН

**N\*** Новосибирский  
государственный  
университет  
**\*НАСТОЯЩАЯ НАУКА**

14-15 сентября 2021 г., Новосибирск, Россия

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК  
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ РАН

НАУЧНЫЙ СОВЕТ РАН ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ, ГАЗА И УГЛЯ

ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ ИМ. А. А. ТРОФИМУКА  
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

## **НОВЫЕ ВЫЗОВЫ ФУНДАМЕНТАЛЬНОЙ И ПРИКЛАДНОЙ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА – XXI ВЕК**

Материалы Всероссийской научной конференции  
с участием иностранных ученых, посвященной  
150-летию академика АН СССР И. М. Губкина  
и 110-летию академика АН СССР и РАН А. А. Трофимука

г. Новосибирск, 14–15 сентября 2021 г.

Новосибирск  
2021

УДК 55:550.8+338.012(063)

ББК И36я431

Н766

### Программный комитет конференции

#### *Сопредседатели:*

акад. РАН *А. Э. Конторович*, чл.-корр. РАН *В. А. Каширцев*

#### *Члены программного комитета:*

акад. РАН *В. А. Верниковский*, чл.-корр. РАН *В. Н. Глинских*, д-р техн. наук *И. Н. Ельцов*,  
чл.-корр. РАН *В. А. Конторович*, канд. геол.-минерал. наук *П. Н. Мельников*,  
канд. геол.-минерал. наук *Т. М. Парфенова*, д-р геол.-минерал. наук *А. В. Ступакова*,  
акад. РАН *М. П. Федорук*, чл.-корр. РАН *Б. Н. Шурыгин*, акад. РАН *М. И. Эпов*

#### *Организационный комитет:*

Председатель: д-р техн. наук *И. Н. Ельцов*

Зам. председателя: канд. геол.-минерал. наук *Т. М. Парфенова*

Секретарь: канд. геол.-минерал. наук *М. А. Фомин*

#### *Члены организационного комитета:*

д-р геол.-минерал. наук *Л. М. Буриштейн*, д-р геол.-минерал. наук *Д. В. Гражданкин*,  
канд. геол.-минерал. наук *В. Д. Ермиков*, чл.-корр. РАН *И. Ю. Кулаков*, д-р геол.-минерал. наук *О. Е. Лепокурова*,  
д-р геол.-минерал. наук *Д. В. Метелкин*, д-р геол.-минерал. наук *Б. Л. Никитенко*,  
канд. геол.-минерал. наук *М. В. Соловьев*, д-р экон. наук *И. В. Филимонова*

**Н766** Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа — XXI век: Материалы Всерос. науч. конф. с участием иностранных ученых, посв. 150-летию акад. АН СССР *И. М. Губкина* и 110-летию акад. АН СССР и РАН *А. А. Трофимука* / Ин-т нефтегаз. геологии и геофизики им. *А. А. Трофимука* СО РАН; Новосиб. гос. ун-т. Новосибирск : ИПЦ НГУ, 2021. — 276 с.

ISBN 978-5-4437-1248-2

Сборник содержит материалы докладов, представленных на Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых «Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа — XXI век», посвященной 150-летию академика АН СССР *И. М. Губкина* и 110-летию академика АН СССР и РАН *А. А. Трофимука* (Новосибирск, Россия, 14–15 сентября 2021 г.).

Открывает сборник письмо-приветствие президента РАН академика *А. М. Сергеева* и статья академика *А. Э. Конторовича*, в которой детально рассмотрен вклад в развитие нефтегазового комплекса Советского Союза и России двух выдающихся геологов-нефтяников XX века, академиков *И. М. Губкина* и *А. А. Трофимука*.

В докладах отражены современные теоретические и практические проблемы геологии нефти и газа. Внимание уделено вопросам общей и региональной геологии нефтегазоносных осадочных бассейнов, решению актуальных задач тектоники, седиментологии, литологии, палеогеографии, геохимии, стратиграфии и палеонтологии.

В публикациях обсуждаются новые результаты исследований в области органической геохимии и литологии черносланцевых комплексов, геохимии нефтей, гидрогеологии и гидрогеохимии нефтегазоносных бассейнов, углеводородного потенциала недр России и Беларуси. Серия работ посвящена моделированию нефтегазообразования в осадочных отложениях Сибири, методам компьютерного моделирования геологических процессов, оценке ресурсов и выявлению закономерностей размещения месторождений углеводородов.

В сборник включены доклады, направленные на обсуждение проблем экономики и экологии нефтегазовой отрасли. В ряде докладов представлены результаты изучения фильтрационных свойств обогатенных и обедненных органическим веществом пород, геофизических исследований скважин, новые геофизические методы поисков углеводородов.

Материалы конференции представляют интерес для специалистов-геологов широкого профиля, а также для преподавателей, аспирантов и студентов высших учебных заведений, специализирующихся в области наук о Земле.

УДК 55:550.8+338.012(063)

ББК И36я431

© Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. *А. А. Трофимука* СО РАН, 2021

© Новосибирский государственный  
университет, 2021

ISBN 978-5-4437-1248-2



ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ  
БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
*«Российская академия наук»*  
(РАН)

Ленинский просп., 14, Москва, ГПС-1, 119991, Телетайп/Телекс 411095 ANS RU,  
Факс (495) 954-33-20 (Ленинский просп., 14), (495) 938-18-44 (Ленинский просп., 32а)  
Справочное бюро (495) 938-03-09, <http://www.ras.ru>

08.09.2021 № ВБ-26/2021

На № \_\_\_\_\_

Участникам научной конференции,  
посвященной 150-летию со дня рождения  
академика И. М. Губкина  
и 110-летию со дня рождения  
академика А. А. Трофимука

Приветствую участников научной конференции, посвященной 150-летию со дня рождения академика И. М. Губкина и 110-летию со дня рождения академика А. А. Трофимука.

Академик И. М. Губкин заложил современные основы геологии нефти и газа, теории их образования, поисков, разведки и разработки, был главным инициатором и создателем парадигмы развития нефтяной и газовой промышленности России в XX веке — парадигмы Губкина — Байбакова — Трофимука, в результате последовательной реализации которой Россия стала великой нефтегазовой державой, научно обосновал открытие Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций, гениально предсказал, что Западная Сибирь станет главной нефтяной и газовой базой России.

Академик А. А. Трофимук продолжил исследования, начатые И. М. Губкиным, являлся одним из первооткрывателей Волго-Уральской, Западно-Сибирской, Лено-Тунгусской, Лено-Виллюйской нефтегазоносных провинций, вместе с академиком И. С. Грамбергом предсказал уникальные ресурсы нефти и газа российских шельфов морей Северного Ледовитого океана, внес неоценимый вклад в разработку теории образования нефти и газа, теоретические основы методик поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. В годы Великой Отечественной войны А. А. Трофимук первым среди геологов Советского Союза был удостоен звания Героя Социалистического труда.

Первостепенная задача российских геологов, геофизиков, нефтяников, газовиков, специалистов по транспорту и переработке нефти и газа в условиях сложнейших вызовов и угроз XXI века достойно продолжить дело И. М. Губкина и А. А. Трофимука, их соратников, учеников и последователей.

Президент Российской академии наук  
академик РАН

А. М. Сергеев



**И. М. ГУБКИН И А. А. ТРОФИМУК —  
ВЫДАЮЩИЕСЯ ГЕОЛОГИ-НЕФТЯНИКИ XX ВЕКА**

**А. Э. Конторович**

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

**Аннотация.** Рассмотрен вклад в развитие нефтегазового комплекса Советского Союза и России двух выдающихся геологов-нефтяников, академиков И. М. Губкина и А. А. Трофимука. Кратко изложены их биографии, основные результаты научной, педагогической, производственной и государственной деятельности.

**Ключевые слова:** Губкин, Трофимук, нефть, газ, провинция, Волго-Уральская, Западно-Сибирская, Лено-Тунгусская, Лено-Вилуйская

**I. M. GUBKIN AND A. A. TROFIMUK  
AS THE MOST EMINENT PETROLEUM GEOLOGISTS  
OF THE 20TH CENTURY**

**A. E. Kontorovich**

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

**Annotation.** This paper discusses the contribution of two outstanding petroleum geologists, Academicians I. M. Gubkin and A. A. Trofimuk, to the development of the oil and gas complex of the Soviet Union and Russia. It presents a brief description of their biographies and the main results of their scientific, pedagogical, production, and organizational activities.

**Key words:** Gubkin, Trofimuk, oil, gas, province, Volga-Ural, West Siberian, Lena-Tunguska, Lena-Vilyui

2021 год отмечен двумя выдающимися памятными датами в истории советской, российской и, я уверен, мировой геологии нефти и газа. 9 сентября исполнится 150 лет со дня рождения основателя советской, российской геологии нефти и газа, выдающегося ученого и организатора нефтяной промышленности СССР, крупного государственного и общественного деятеля, академика Ивана Михайловича Губкина. Несколькоими неделями раньше, 16 августа, исполнилось 110 лет со дня рождения одного из первооткрывателей Волго-Уральской, Западно-Сибирской, Лено-Тунгусской, Лено-Вилуйской нефтегазоносных провинций, одного из основателей Сибирского отделения АН СССР, наследника творчества И. М. Губкина, ученого, развившего и поднявшего на новый уровень геологию нефти и газа — академика Андрея Алексеевича Трофимука.

Выходец из семьи бедного русского крестьянина, И. М. Губкин только в сорок лет окончил Петербургский горный институт. Наиболее ярко талант И. М. Губкина как ученого и крупного государственного деятеля раскрылся после Великой Октябрьской социалистической революции, в Советской России.

Как хорошо известно, до революции нефтяная промышленность России была развита только в Азербайджане и на Северном Кавказе. Когда в Советском Союзе в конце 20-х годов XX в. началась индустриализация и механизация сельского хозяйства, экономическое развитие страны требовало резкого роста производства и потребления нефтепродуктов, необходимо было приблизить районы нефтедобычи к районам ее использования. Развитие экономики нуждалось в открытии и освоении новых районов нефтедобычи.

В трудах И. М. Губкина была создана научная база поисков и определены будущие главные районы добычи нефти в нашей стране. В 30–40-е годы XX в. И. М. Губкин заложил научные основы долгосрочной стратегии развития нефтяной и газовой промышленности в Советском Союзе на весь XX век [Губкин, 1931, 1932а,б, в, 1950а,б, 1953а,б,в,г]. Стратегия предусматривала последовательное изучение новых осадочных бассейнов на территории СССР путем движения с запада на восток и улучшения, как говорил и писал И. М. Губкин, географии размещения центров нефтяной промышленности. Он выделил первоочередные районы для геологического изучения, поисков и разведки новых месторождений нефти и газа. Одновременно с академиком А. Д. Архангельским [1929, 1954] И. М. Губкин обосновал первый район интенсивных поисков нефти — Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию, установил ее границы, изучил основные черты ее строения, выявил главные перспективные горизонты, наметил типы ловушек нефти. Под его руководством была разработана программа поисков нефти в провинции в предвоенные годы и в годы Великой Отечественной войны и сделаны первые открытия, в частности, открыто Ишимбаевское месторождение в Башкирской АССР.

Благодаря деятельности И. М. Губкина, проблема поисков и освоения нефтяных месторождений в Волго-Уральской провинции была определена как одна из важнейших задач индустриализации страны в решениях двух съездов ВКП(б) — XVII и XVIII. В решениях XVII съезда ВКП(б) (1934 г.) была поставлена задача организации нефтяной базы в районах западных и южных склонов Уральского хребта. XVIII съезд ВКП(б) (1939 г.) конкретизировал задачу. Решения съезда определили необходимость создать между Волгой и Уралом новую нефтяную базу — «Второе Баку». Эта задача была успешно решена в годы Великой Отечественной войны и в первые послевоенные пятилетки.

Но И. М. Губкин уже в 30-е годы прошлого века, задолго до начала Великой Отечественной войны, смотрел дальше и обосновал необходимость поисков нефти еще в одном регионе — будущей крупнейшей в стране и одной из крупнейших в мире Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Впервые идею поисков нефти на территории, как он говорил, великой Западно-Сибирской депрессии И. М. Губкин выдвинул в июне 1932 г. на выездной сессии Академии наук в Свердловске и через несколько дней детализировал эту идею в Новосибирске [Губкин, 1932а]. Он был уверен, что добыча нефти в Западной Сибири может обеспечить потребности всего народного хозяйства СССР.

Как известно, прогноз И. М. Губкина был встречен многими геологами достаточно сдержанно. В числе экспертов, принявших прогноз Губкина с сомнением, был, в частности, уже известный в те годы, в будущем один из ведущих академиков-геологов СССР, Н. С. Шатский [1932а,б]. Прогноз И. М. Губкина был действительно необычным для 30-х годов прошлого века.

Одним из важных критериев при обосновании перспектив нефтегазоносности геологи начала XX в. считали поверхностные проявления нефти. В Западной Сибири такие проявления отсутствовали. Прогноз И. М. Губкина базировался только на его представлениях о геологии Западно-Сибирской равнины и взглядах на механизмы образования месторождений нефти в земной коре. Это был теоретический прогноз. Его точность восхищает и сегодня, 90 лет спустя! Одновременно она показывает предсказательную силу геологической науки, если она опирается на достоверные модели и правильную теорию. Прогноз И. М. Губкина был одним

из первых таких теоретических прогнозов в мире. В основе его лежали глубокое понимание автором геологии объекта исследований (Западной Сибири), правильная научная теория (теория биогенного происхождения нефти) и, конечно, мужество и оптимизм! Человек, не верящий в предсказательную силу науки, человек, не обладающий оптимизмом, человек нерешительный дать такой прогноз не мог! Гениальный прогноз! Его правильность была доказана только через тридцать лет. Для этого потребовался еще один блестящий геолог, еще один человек, которому при жизни суждено было стать легендой, — Ф. К. Салманов. 28 июля 2021 г. исполнилось 90 лет со дня его рождения. Фарман Курбанович был на 60 лет моложе основателя советской и российской геологической науки И. М. Губкина.

И. М. Губкин был одним из инициаторов начала поисков нефти в Восточной Сибири и Якутии. Направленный им в Якутию для поисков древнейшей нефти один из выпускников Московского нефтяного института В. М. Сеньюков в 1936 г. получил первый в мире приток нефти из кембрия (венда?) на Сибирской платформе [Сеньюков, 1938].

И. М. Губкин выполнял сложнейшие поручения молодого государства, уделял огромное внимание геологическому изучению СССР, созданию высшего геологического и нефтяного образования в стране, созданию науки о нефти. Для иллюстрации выделю только некоторые из поручений и мероприятий, которые он выполнял и проводил в Советской России и в СССР:

с 1918 г., по рекомендации В. И. Ленина, член Главного нефтяного комитета;

в 1920 г. организовал первый в стране научный нефтяной журнал «Нефтяное хозяйство»;

с 1921 г. ректор Горной академии, с 1929 г. — Московского нефтяного института;

в 1924 г. по инициативе И. М. Губкина создан первый в СССР Государственный исследовательский нефтяной институт (ГИНИ), в дальнейшем ИГИ (Институт горючих ископаемых) АН СССР;

1929–1936 гг. — председатель Комиссии по развитию производительных сил АН СССР;

1930 г. — организация и проведение Первого съезда геологов-нефтяников Советского Союза;

1930–1939 гг. — председатель Главного геологического управления, позднее переименованного в Комитет по делам геологии при Совнаркомом СССР;

в 1932 г. вышла монография «Учение о нефти»; 1936–1939 гг. — вице-президент АН СССР;

1937 г. — подготовка и проведение в Москве XVII сессии Мирового геологического конгресса, избран президентом сессии, на этой сессии первый и единственный раз видел И. М. Губкина один из самых ярких и самых выдающихся его последователей 26-летний аспирант, в будущем выдающийся академик А. А. Трофимук;

1937–1939 гг. — депутат Верховного Совета СССР, избран в Азербайджанской ССР;

1938 г. — работа над монографией «Волго-Уральская нефтеносная область».

Завершить последнюю работу Иван Михайлович не успел...

Огромную роль, как видно из приведенного выше перечня, И. М. Губкин сыграл в организации в СССР высшего нефтяного образования. Выше уже было сказано, что с 1921 г. он был ректором Горной академии. В том же году И. М. Губкин организовал и возглавил первую в СССР кафедру, а затем факультет, которые готовили специалистов по геологии и разработке месторождений нефти. В 1929 г. на базе этого факультета по инициативе и при активном участии академика И. М. Губкина был создан первый в СССР вуз для подготовки специалистов в области геологии и разработки месторождений нефти, ее переработки — Московский нефтяной институт, ныне всемирно известный Российский государственный университет нефти и газа, который носит имя И. М. Губкина.

И. М. Губкин впервые выделил в комплексе геологических наук геологию нефти и газа как самостоятельную науку. Он определил важнейшие для первой половины XX в., и, несомненно, важнейшие и сегодня (85–90 лет спустя), основные разделы геологии нефти и газа.

Одно из центральных мест в научном творчестве И. М. Губкина занимала разработка теории образования нефти. Он считал крайне важным создание научно-технической базы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, обеспечение их новыми технологиями, новым оборудованием.

Перечитывая труды этого ученого, нельзя не восхищаться, как глубоко пронизывают его идеи, сформулированные в первой половине XX в., сегодняшнюю геологию нефти и газа, нефтегазовую науку первой четверти XXI в.

Приведу мысль А. А. Трофимука [1982], он считал, что ученики и последователи И. М. Губкина должны сосредоточиться на решении следующих задач:

- совершенствовать и оттачивать теоретическое оружие выявления нефтяных и газовых ресурсов земной коры — теорию И. М. Губкина о происхождении нефти и газа и формировании залежей;

- продолжать улучшать географию размещения баз нефтегазодобычи в стране; выявлять новые ресурсы нефти и газа как в старых, так и особенно в новых районах страны. Быстрее выявить нефтяной потенциал Сибирской платформы и других перспективных территорий, особенно Дальнего Востока;

- совершенствовать методы разработки нефтяных и газовых месторождений, методы вскрытия и освоения продуктивных пластов;

- всемерно поднимать уровень добычи и особенно потребления нефти и газа в народном хозяйстве. Уже в этом столетии не только достигнуть, но и превзойти по потреблению нефти и газа США.

В организованном И. М. Губкиным Московском нефтяном институте, а также на его трудах и личном примере выросла плеяда блестящих ученых и организаторов производства в области поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, которые определяли лицо советской геологии нефти и газа в 40-90-е гг. XX в. Среди них М. Т. Аббасов, А. М. Акрамходжаев, А. Г. Бабаев, А. А. Бакиров, И. О. Брод, Н. И. Буялов, Н. Б. Вассоевич, Н. А. Гедройц, Ф. Г. Гурари, Г. Х. Дикенштейн, Н. А. Еременко, С. И. Ильин, М. К. Калинин, А. Я. Кремс, С. И. Кувыкин, С. П. Максимов, С. И. Миронов, М. Ф. Мирчинк, В. Д. Наливкин, А. П. Крылов, Н. Н. Ростовцев, В. В. Семенович, В. М. Сеньюков, А. А. Трофимук, Н. Ю. Успенская, В. Д. Шашин, И. А. Шпильман, К. Р. Чепиков и др.

Стиль работы И. М. Губкина как учителя предельно четко описал А. А. Трофимук [1982]. Он говорил, что Иван Михайлович был обаятельнейшим человеком, его отношение к соратникам отличалось удивительной доброжелательностью и вниманием независимо от их ранга и занимаемого положения, он снискал к себе любовь и глубокое уважение всех, кто имел счастье общаться с ним. Особое расположение проявлял он к молодежи. Его постоянно окружали ученики-студенты, молодые научные работники, геологи и буровики научно-исследовательских и производственных организаций. Он был для всех не только учителем, но и другом, товарищем по решению общих задач.

Два тома избранных трудов И. М. Губкина, изданные после его смерти в 1950–1953 гг., и опубликованное отдельно «Учение о нефти» [1932в, 1937, 1975] — это удивительный по логике, последовательности и значимости для современников мастер-класс. Мастер-класс И. М. Губкина привел к потрясающему результату — формированию великой, высокотехнологичной и высокоинтеллектуальной нефтегазовой отрасли в СССР, ныне в Российской Федерации. Научная школа И. М. Губкина исторически начала формироваться на Кавказе — в Азербайджане и на Северном Кавказе и окончательно сложилась как передовая научная школа в мире в Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинциях.

Завершая эту краткую характеристику научной, общественной и государственной деятельности академика И. М. Губкина, подчеркну, что он представлял собой пример ученого но-



вого типа, появление которого требовала реальная жизнь страны. Он умел сочетать и сочетал блестяще кабинетный стиль работы ученого с активной работой в геологоразведочных экспедициях, на нефтяных промыслах, в Президиуме АН СССР, в государственных структурах. Все эти поручения И. М. Губкин выполнял на высочайшем уровне.

Вот как сам И. М. Губкин характеризовал стиль своей работы: «Ученый должен быть принципиальным и не сдавать своих убеждений. Всю свою жизнь я старался воспитывать в себе принципиальность. Я никогда — ни ради «дружбы», ни ради славы или денег, ни ради сохранения «хороших отношений» — не изменял своим убеждениям. Это и помогает мне добиваться многого в своей научной деятельности» [1950б, с. 55].

Если обратиться к истории российской науки, то более всего стиль работы И. М. Губкина был подобен стилю М. В. Ломоносова и Д. И. Менделеева.

Аналізу научного творчества и государственной деятельности И. М. Губкина посвящена огромная литература. Отметим только некоторые из них — работы А. А. Трофимука [1951, 1959, 1961, 1971], В. С. Вышемирского с соавторами [Вышемирский, Фрадкин, 1971; Вышемирский и др., 1971], А. Э. Конторовича [2006, 2017].

Наиболее последовательно и творчески продолжил дело И. М. Губкина А. А. Трофимук.

Андрей Алексеевич Трофимук родился 16 августа 1911 г. в деревне Хветковичи Рогозанской волости Кобринского уезда Гродненской губернии (ныне Жабинковский район Брестской области Республики Беларусь) в семье крестьянина-бедняка. Вдвоем с отцом, работавшим на ремонте железных дорог, он кочевал по городам и станциям Западной Сибири (Омск, Славгород и др.). В 1927 г. А. А. Трофимук окончил семилетнюю школу-интернат в Славгороде, а в 1929 г. — среднюю школу в Казани. В том же году Андрей поступил на геологический факультет Казанского госуниверситета им. В. И. Ульянова-Ленина. Первый этап производственной и научной деятельности А. А. Трофимука связан с Башкирией. Этот период продолжался шестнадцать лет. Сразу после окончания университета А. А. Трофимук начал заниматься геологией нефти. В первые годы работы в Башкирии главное внимание молодой геолог уделил изучению рифогенных массивов известняков Ишимбаевского района. Это было одно из первых крупных отечественных следований по геологии и нефтеносности карбонатных отложений. Молодой геолог впервые установил и изучил нефтеносность рифовых массивов Волго-Уральской провинции. Результаты выполненных исследований были защищены в 1938 г. в кандидатской диссертации «Нефтеносные известняки Ишимбаева». В те же годы опубликованы первые значительные работы А. А. Трофимука [Трофимук, Дубровин, 1936; Трофимук, 1938, 1940].

В 1940–1942 гг. А. А. Трофимук работал главным геологом треста «Ишимбайнефть».

Шла тяжелейшая война. Это была война людей и война моторов. Красной Армии была нужна нефть! Победить в той великой и страшной войне, не обеспечив нефтепродуктами Красную Армию и ее военную технику — танковые подразделения, авиацию, автомобильный транспорт, было невозможно. Кавказ был далеко. Фашистские армии рвались к Волге и на Северный Кавказ. В этой ситуации Волго-Уральская нефтяная база СССР, за которую еще задолго до Великой Отечественной войны боролся И. М. Губкин, должна была сказать свое слово.

Нужно подчеркнуть, что, несмотря на трудности военного времени, Государственный комитет обороны денег на геологоразведку не жалел. В течение пяти военных лет объем поисково-разведочного бурения на нефть в Башкирской АССР более, чем в два раза превышал годовые объемы десяти предвоенных лет. В 1941–1945 гг. геологоразведчики — нефтяники Башкирской АССР — ежегодно бурили 49.4 тыс. м поисковых и разведочных скважин, а в 1930–1940 гг. только 21.1 тыс. м. Но, выделяя такие средства, Государственный комитет обороны, естественно, требовал результатов. А положительных результатов, к сожалению, ни в 1941 г., ни в 1942 г. не было. В 1942 г. была произведена смена руководства «Башнефтекомбината». Начальником «Башнефтекомбината» назначили переведенного из г. Бугуруслан



(Оренбургская область) С. И. Кувыкина, а главным геологом — А. А. Трофимука. Новому начальнику было 38, а главному геологу — 31 год.

История, сама жизнь возложила грандиозную, сложнейшую задачу найти нефть для фронта на молодого, только что перешедшего рубеж тридцатилетия главного геолога. В этих условиях, когда все нужно было делать в кратчайшие сроки, А. А. Трофимук обосновал необходимость поисков нефти в рифогенных коллекторах трещинного типа, что привело к открытию в сентябре 1943 г. высокодебитного Кинзебулатовского месторождения в Башкирском Приуралье. Месторождение в коллекторах трещинного типа было открыто впервые в СССР. Открытие Кинзебулатовского месторождения в самый напряженный период Великой Отечественной войны имело огромное значение. А. А. Трофимук разработал метод оценки емкости трещиноватых нефтяных коллекторов. В эти же годы под его руководством была впервые в СССР осуществлена солянокислотная обработка карбонатных коллекторов, что позволило существенно увеличить дебиты нефти в скважинах.

Само по себе открытие Кинзебулатовского месторождения проходило в драматической обстановке. Первые пять скважин, пробуренных на объекте, были «сухие», без нефти! Старшие коллеги советовали А. А. Трофимуку сменить объект поисков, говорили об огромной (особенно в условиях военного времени!) ответственности перед государством. Отмечу только одну деталь. Государственный комитет обороны 1 октября 1942 г., за год до кинзебулатовского фонтана нефти, принял специальное постановление «О поручении Берия Л.П. наблюдения и оказания повседневной помощи Народному комиссариату нефтяной промышленности»... Контроль был строжайший... Но А. А. Трофимук не прислушался к советам старших товарищей, не свернул с выстраданного в научном поиске, и выбранного, как показала жизнь, единственно верного пути... Нужно было очень верить в правильность своей научной гипотезы, в свой прогноз, нужно было быть ОПТИМИСТОМ и иметь огромную, ЖЕЛЕЗНУЮ силу воли, чтобы в этой ситуации продолжать идти выбранным путем. У А. А. Трофимука эти качества были, он не поменял направление поисков, не сдался и победил! Он был такой же оптимист, как И. М. Губкин!

Уже через 4 месяца, в январе 1944 г. Председатель Президиума Верховного Совета СССР М. И. Калинин вручил в Кремле А. А. Трофимуку, первому среди геологов Советского Союза, звезду «Герой Социалистического Труда» и орден Ленина [Трофимук, 1944]. Вместе с ним были награждены директор конторы глубокого бурения Г. Г. Степанянц — орденом Трудового Красного Знамени и буровой мастер М. С. Голяков — орденом Ленина.

Годом позже, в сентябре 1944 г. под руководством и при непосредственном участии А. А. Трофимука были открыты залежи нефти в песчаниках верхнего девона на Туймазинском месторождении, а два года спустя (1946 г.) — Бавлинское нефтяное месторождение. Эти открытия, А. А. Трофимука, первым реализовавшим прогнозы И. М. Губкина, сделали Советский Союз великой нефтяной державой [Трофимук, 1945]!

В пятидесятые годы XX в. А. А. Трофимук опубликовал ряд фундаментальных работ по геологии и нефтегазоносности Волго-Уральской провинции [1950, 1951, 1957а,б].

Сформировавшиеся в военные годы черты характера — творческий, научно обоснованный подход к порученному делу, оптимизм, огромная воля при достижении цели, принципиальность, мужество — Андрей Алексеевич пронес через всю жизнь.

А. А. Трофимук большое внимание уделял совершенствованию методов разработки нефтяных месторождений. Он был активным участником научного обоснования и внедрения системы интенсивной разработки Туймазинского нефтяного месторождения посредством законтурного заводнения.

После принятия постановления Правительства СССР о создании Сибирского отделения Академии наук СССР А. А. Трофимук одним из первых принял решение о переезде в Сибирь.

Вместе с М. А. Лаврентьевым, С. Л. Соболевым, С. А. Христиановичем он активно включился в работу по организации отделения, приступил к формированию Института геологии и геофизики СО РАН СССР. В 1958 г. А. А. Трофимук был избран действительным членом Академии наук СССР и заместителем Председателя СО АН СССР, а затем — первым заместителем Председателя СО АН СССР и членом Президиума АН СССР.

А. А. Трофимук проводил огромную работу по организации и развитию Новосибирского научного центра и, в еще большей мере, периферийных научных центров и отдельных институтов в Иркутске, Якутске, Красноярске, Томске, Тюмени, Хабаровске, Улан-Удэ, Владивостоке, Южно-Сахалинске, Магадане, Петропавловске-Камчатском, Чите.

В Сибири Андрей Алексеевич трудился свыше 40 лет. Его научная деятельность развивалась по многим направлениям. Выделим важнейшие из них:

- теория образования нефти и газа;
- теоретическое обоснование нефтегазоносности докембрия Земли;
- цикличность осадконакопления и ее связь с нефтегазоносностью;
- теория и практика количественной оценки перспектив нефтегазоносности;
- методика поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений;
- геология нефти и газа, условия формирования месторождений нефти и газа, программа освоения ресурсов углеводородов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции;
- геология нефти и газа, условия формирования месторождений нефти и газа, программа освоения ресурсов углеводородов в Лено-Тунгусской и Лено-Виллюйской нефтегазоносных провинциях;
- геология нефти и газа, условия формирования месторождений нефти и газа, программа освоения ресурсов углеводородов на Дальнем Востоке и в акваториях северных и восточных морей;
- оптимизация географии размещения новых баз добычи нефти и газа в СССР.

А. А. Трофимук внес выдающийся вклад в укрепление сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности Советского Союза, России. Он участвовал в научном обосновании и открытии крупнейших нефтегазоносных провинций. А. А. Трофимук одним из первых предсказал наличие в недрах Сибирской платформы огромных ресурсов самой древней на планете Земля протерозойской нефти, уникальных ресурсов нефти и газа шельфов арктических морей России.

А. А. Трофимук обогатил науку выдающимися трудами по теории образования нефти и газа, методам поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, региональной геологии нефтегазоносных провинций России. Он является автором двух открытий, одно из которых — выявление скоплений газа в осадочной оболочке Земли в твердом газогидратном состоянии.

Перу А. А. Трофимука принадлежит свыше тысячи трудов — монографий, статей и других научных и научно-популярных публикаций, а также статей в общественно-политических изданиях.

Научное наследие А. А. Трофимука сибирского периода его научной и государственной деятельности огромно. Перечислим только наиболее крупные монографии, подготовленные им совместно с В. Г. Васильевым, В. С. Вышемирским, Ф. Г. Гурари, Ю. Н. Карогодиным, А. Э. Конторовичем, И. И. Нестеровым, Н. Н. Ростовцевым, Ф. К. Салмановым, В. С. Сурковым, Э. Э. Фотиади, Г. С. Фрадкиным, Н. В. Черским, Ю. Г. Эрвье и др. Ниже приведен список наиболее значительных и широко известных монографических работ, опубликованных по инициативе и при активном участии А. А. Трофимука как автора и редактора в период с 1959 до 1988 г.: [Геология..., 1963; Прогноз..., 1963, Лено-Виллюйская..., 1969, Вышемирский и др., 1971; Геохимические основы..., 1971, Закономерности..., 1972; Геология..., 1975;

Проблема..., 1976]; Геология..., 1981; Трофимук и др., 1983; Непско-Ботуобинская антеклиз..., 1986, Прямой поиск..., 1988].

В этом перечне нет только работ последнего периода творчества выдающегося ученого. О них будет сказано особо.

А. А. Трофимук уделял большое внимание подготовке научных кадров, он выпестовал целую плеяду учеников, ставших в дальнейшем известными учеными, докторами и кандидатами наук, членами РАН, талантливыми организаторами производства. Среди них академики И. С. Грамберг, В. С. Сурков, А. Э. Конторович, О. М. Ермилов, чл.- корр. АН СССР И. И. Нестеров, чл.-корр. РАН Ф. К. Салманов, д.г.-м.н. В. С. Вышемирский, Н. П. Запывалов, Ю. Н. Кародин, В. А. Каштанов, М. М. Мандельбаум, В. В. Самсонов, Г. С. Фрадкин, к.г.-м.н. А. М. Зотеев, В. Д. Накоряков, А. В. Тяп и многие другие.

А. А. Трофимук получил высокое признание как Главный геолог Сибири [Мандельбаум, Самсонов, 1971]. Не было такой нефтеразведки от Урала до Лены, в которой бы он не побывал, где бы он в обстановке реального производства не работал с геологами, не консультировал их.

Выделим несколько наиболее ярких работ А. А. Трофимука сибирского периода.

А. А. Трофимук является одним из авторов выдающегося открытия — свойства природных газов находиться в твердом состоянии в земной коре в виде гидратов. Оно было зарегистрировано в 1975 г. Соавторами А. А. Трофимука в этом открытии были В. Г. Васильев, Ю. Ф. Макогон, Ф. А. Требин, Н. В. Черский. В его работах по этой проблеме подробно рассмотрены механизмы образования скоплений гидратного газа, выполнены оценки ресурсов гидратного газа в Мировом океане, изучены механизмы фракционирования газов при гидратообразовании и пр.

Специальный цикл работ А. А. Трофимука был посвящен роли механохимических (сейсмотектонических и тектонических) процессов в нефтегазообразовании. Эти результаты также были зарегистрированы в виде научного открытия.

В 1960 г. А. А. Трофимук одним из первых в мире теоретически обосновал высокие перспективы нефтегазоносности докембрия Земли. В настоящее время нефтегазоносность докембрия установлена на всех древних платформах, но наиболее значительные открытия, как и предвидел А. А. Трофимук, сделаны на Сибирской платформе, где в отложениях рифея и венда обнаружено несколько гигантских и крупных месторождений: Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское, Ковыктинское, Чаяндинское, Верхнечонское, Среднеботуобинское, Собинское, Талаканское и др., а также в Китае (бассейн Сычуань) и Омане. В 1994 г. совместно с группой учеников и соратников А. А. Трофимук был удостоен Государственной премии Российской Федерации за научное обоснование и открытие докембрийской нефти в Восточной Сибири.

Серьезный и объективный анализ творчества А. А. Трофимука и при жизни, и после его кончины дан в большом количестве статей [Вышемирский, Фрадкин, 1971; Вышемирский, 1981; Конторович и др., 1991, 2016; Конторович, 2002; 2006].

А. А. Трофимук — крупный советский государственный деятель. Он был депутатом Верховного Совета РСФСР VI, VII, VIII, X, XI созывов, делегатом XXIII, XXVI, XXVII съездов КПСС.

Андрей Алексеевич Трофимук был удостоен многих государственных наград СССР — Герой Социалистического Труда, кавалер шести орденов Ленина, ордена Октябрьской Революции, двух орденов Трудового Красного Знамени и других правительственных наград СССР. В последние годы жизни А. А. Трофимук активно разрабатывал предложения по укреплению минерально-сырьевой базы и дальнейшему развитию нефтегазового комплекса Сибири [Трофимук, 1991, 1992, 1994, 1997].

А. А. Трофимук, патриот своей родной страны и настоящий коммунист, тяжело переживал трагедию развала СССР. В 1998 г. он отказался от награды новой России, только потому, что

Указ о награждении был подписан первым Президентом — Б. Н. Ельциным, которого старый академик глубоко презирал за содеянное им. В газете «Советская Россия» за 10 марта 1998 г. он обратился к Президенту с открытым письмом. В нем Великий Гражданин нашей страны писал: «... считаю зазорным для себя принимать из ваших рук награду за то, что я не смог убедить Вас в проведении не разорительных реформ Международного валютного фонда, а действительных преобразований, поднимающих благосостояние народов России, обеспечивающих им заслуженное величие и процветание!» [Трофимук, 2006] (выделения сделаны автором этой статьи).

В 2021 году в связи со 150-летием со дня рождения И. М. Губкина и 110-летием со дня рождения А. А. Трофимука Министерство науки и высшего образования РФ, Российская академия наук, Президиум СО РАН, ОНЗ РАН, Научный совет РАН по геологии и разработке нефтяных, газовых и угольных месторождений, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А. А. Трофимука СО РАН проводят серию торжественных юбилейных мероприятий. Их участники не только с благодарностью вспоминают выдающихся геологов-нефтяников XX века, но и обсуждают новые фундаментальные и прикладные результаты, полученные по направлениям научных исследований, заложенным в трудах Ивана Михайловича Губкина и Андрея Алексеевича Трофимука.

### Список литературы

1. Архангельский А. Д. Где и как искать новые нефтеносные области в СССР? // Нефтяное хозяйство, 1929, т. 16, № 6, с. 791–794.
2. Архангельский А. Д. Где и как искать новые нефтеносные области в СССР // Избранные труды. В 2 т. М., Изд-во АН СССР, 1954, т. II, с. 487–496.
3. Вышемирский В. С. Вклад академика А. А. Трофимука в развитие нефтяной геологической науки и нефтегазовой промышленности СССР // Теоретические и методологические вопросы геологии нефти и газа. Новосибирск, 1981, с. 5–14. (Тр. ИГиГ СО АН СССР, вып. 512).
4. Вышемирский В. С., Фрадкин Г. С. Академик Андрей Алексеевич Трофимук // Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск, 1971, с. 5–15.
5. Вышемирский В. С., Конторович А. Э., Трофимук А. А. Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск, Наука, 1971, 168 с.
6. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности — новой нефтяной базы СССР / Под ред. Н. Н. Ростовцева, А. А. Трофимука. Новосибирск, Изд-во СО АН СССР, 1963, 201 с.
7. Геология нефти и газа Западной Сибири / Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К., Трофимук А. А. и др. М., Недра, 1975, 679 с.
8. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. М., Недра, 1981, 552 с.
9. Геохимические основы поисков нефти и газа в Сибири / Ред. А. А. Трофимук. Новосибирск, ИГиГ СО АН СССР, 1971, 82 с.
10. Губкин И. М. Естественные богатства СССР и их использование. М., Гос. соц.-экон. изд-во, 1931, 27 с.
11. Губкин И. М. Новые данные о запасах нефти на Востоке // Правда, 1932а, 14 июня.
12. Губкин И. М. Минерально-сырьевая база Урала в свете новейших исследований и разведок и основные задачи ее дальнейшего изучения. Л., Изд-во АН СССР, 1932б, 81 с.
13. Губкин И. М. Учение о нефти. Нефтяное издание. М.-Л., ОНТИ, 1932в, 444 с.



14. Губкин И.М. Учение о нефти. Издание второе, переработанное и дополненное. М., Л., ОНТИ НКТП СССР. 1937, 460 с.
15. Губкин И.М. Второе Баку // Избранные сочинения. В 2 т. М., Л., Изд-во АН СССР, 1950а, т. I, с. 602–611.
16. Губкин И.М. Избранные сочинения. В 2 т. М., Л., Изд-во АН СССР, 1950б, т. 1, 612 с.
17. Губкин И.М. Нефтяная промышленность и задачи народно-хозяйственной реконструкции // Избранные сочинения. В 2 т. М., Изд-во АН СССР, 1953а, т. II, с. 128–152.
18. Губкин И.М. Достижения геологоразведочных работ за 15 лет // Избранные сочинения. В 2 т. М., Изд-во АН СССР, 1953б., т. II, с. 341–355.
19. Губкин И.М. Заключительное слово на геологическом совещании по работам на землях треста «Востокнефть» (28 февраля—5 марта 1934 г.) // Избранные сочинения. В 2 т. М., Изд-во АН СССР, 1953в, т. II, с. 428–434.
20. Губкин И.М. Избранные сочинения. В 2 т. М., Изд-во АН СССР, 1953 г. т. 2, 519 с.
21. Губкин И.М. Речь при закрытии геологического совещания по работам на землях треста «Востокнефть» (28 февраля—5 марта 1934 г.) // Избранные сочинения. В 2 т. М., Изд-во АН СССР, 1953д, т. II, с. 435–439.
22. Губкин И.М. Учение о нефти. Издание третье / Под ред. М.И. Варенцова, А.А. Трофимука. М., Наука, 1975, 385 с.
23. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / Под ред. А.А. Трофимука, Ф.Г. Гурари, Э.Э. Фотиади. М., Недра, 1972, 312 с.
24. Конторович А. Э. Стратегия развития нефтегазового комплекса России во второй половине XX — первой четверти XXI века в трудах А. А. Трофимука // Послесловие в книге «Трофимук А. А. Избранные труды». В 4 т. Стратегия и методика поисков и разведки месторождений нефти и газа. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2002, т. 2, с. 228–243.
25. Конторович А. Э. Великий ученый и гражданин (вместо предисловия) // Трофимук А. А. Избранные труды. В 4 т. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2006, т. 4, с. 5–10.
26. Конторович А. Э. Разработка И.М. Губкиным парадигмы развития нефтяной промышленности СССР в XX веке // Геология и геофизика, 2017, т. 58 (3–4), с. 351–365.
27. Конторович А. Э., Вышемирский В. С., Фрадкин Г. С. Андрей Алексеевич Трофимук. Краткий очерк научной, научно-организационной, производственной, педагогической и общественной деятельности академика // Материалы к библиографии ученых. Сер. геол. наук. Вып. 42. М., Наука, 1991, с. 14–43. Конторович А. Э., Аксютин О. Е., Варламов А. И., Дмитриевский А. Н., Ермилов О. М., Каширцев А. Р., Конторович в.А., Курчиков А. Р., Нестеров И. И., Сафронов А. Ф. Академия наук на службе Родине. И. М. Губкин и А. А. Трофимук — великие нефтяники СССР и России XX века // Геология нефти и газа, 2016, № 6, с. 3–10.
28. Лено-Вилуйская нефтегазоносная провинция / Под ред. А. А. Трофимука, И. Д. Ворони, Н. В. Черского, Г. С. Фрадкина. М., Наука, 1969, с. 278.
29. Мандельбаум М. М., Самсонов В. В. Главный геолог Сибири (к 60-летию А. А. Трофимука) // Восточно-Сибирская правда, 1971, 15 авг.
30. Непско-Ботуобинская антеклиз — новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. Новосибирск, Наука, 1986, 245 с.
31. Проблема нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской низменности / Под ред. А. А. Трофимука, В. С. Вышемирского. Новосибирск, Наука, 1976, 237 с. (Тр. ИГ СО АН СССР, вып. 300).
32. Прогноз газоносности СССР. Л., Гостоптехиздат, 1963, 176 с.



- 
33. Прямой поиск углеводородов геофизическими методами / М. М. Мандельбаум, Н. Н. Пузырев, Н. И. Рыхлинский, В. С. Сурков, А. А. Трофимук. М., Наука, 1988, 160 с.
  34. Сенюков В. М. Река Толба и нефтеносность северного склона Алданского массива. М., ГОНТИ, 1938, 62 с.
  35. Трофимук А. А. Башкирия — центр «Второго Баку». Уфа, Башкгосиздат, 1938, 28 с.
  36. Трофимук А. А. Где и как искать нефть в Башкирии? // Восточная нефть, 1940, № 5–6, с. 11–16.
  37. Трофимук А. А. Все силы, знания — Родине // Красная Башкирия, 1944, 26 января.
  38. Трофимук А. А. Девон: разработка и разведка новых нефтяных месторождений в Башкирии // Правда, 1945, 16 марта.
  39. Трофимук А. А. Нефтеносность палеозоя Башкирии. М. Л., Гостоптехиздат, 1950, 248 с.
  40. Трофимук А. А. Нефтеносность недр Башкирии в свете учения И. М. Губкина // Памяти академика И. М. Губкина. М., 1951, с. 134–144.
  41. Трофимук А. А. Урало-Волжская нефтяная область — детище Советской власти // Геология нефти, 1957а, № 2, с. 11–16.
  42. Трофимук А. А. Урало-Поволжье — новая нефтяная база СССР (история открытия, состояние, перспективы). М., Л., Гостоптехиздат, 1957б, 183 с.
  43. Трофимук А. А. Открытие Урало-Волжской нефтеносной области — научный подвиг И. М. Губкина // Геология нефти и газа, 1959, № 4, с. 7–15.
  44. Трофимук А. А. И. М. Губкин — ученый, государственный деятель, основоположник советской нефтяной геологии (к 90-летию со дня рождения) // Геология нефти и газа, 1961, № 10, с. 36–42.
  45. Трофимук А. А. И. М. Губкин о прогнозе нефтегазоносности Сибири // Геология нефти и газа, 1971, (8), с. 17–22.
  46. Трофимук А. А. И. М. Губкин — ученый, государственный деятель, глава советской школы геологов-нефтяников // Развитие учения академика И. М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. Новосибирск, 1982, с. 3–21.
  47. Трофимук А. А. О стратегии поиска нефти и газа в СССР. Новосибирск, 1991, 64 с. (Препринт / ОИГГМ СО АН СССР, № 9).
  48. Трофимук А. А. Куямбо-Юрубчено-Тайгинское газонефтяное месторождение — супергигант Красноярского края. Основы технико-экономического обоснования разработки. Новосибирск, 1992, 60 с. (Препринт / ОИГГМ СО РАН, № 8).
  49. Трофимук А. А. Концепция создания крупных баз газонефтедобычи в Восточной Сибири. Новосибирск, ОИГГМ СО РАН, 1994, 192 с.
  50. Трофимук А. А. Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. Новосибирск, Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1997, 369 с.
  51. Трофимук А. А. Зазорно принимать награду из Ваших рук. Избранные труды. Новосибирск, Изд-во СО РАН, Филиал «Гео» СО РАН, 2006, т. 4, с. 210–216.
  52. Трофимук А. А., Дубровин А. Н. О природе нефтеносных известняковых массивов Ишимбаева // Проблемы советской геологии, 1936, т. 6, № 11, с. 953–977.
  53. Трофимук А. А., Вышемирский В. С. Академик И. М. Губкин (к 100-летию со дня рождения) // Геология и геофизика, 1971, (6), с. 3–12.
  54. Трофимук А. А., Карогодин Ю. Н., Мовшович Э. Б. Методологические вопросы геологии нефти и газа. Новосибирск, ИГиГ СО АН СССР, 1983, 123 с.
  55. Шатский Н. С. Основные черты тектоники Сибирской платформы // Бюл. МОИП. Отд. геол., 1932а, Т. X, № 3–4, с. 476–509.
  56. Шатский Н. С. Проблемы нефтеносности Сибири // Нефтяное хозяйство, 1932б, № 9, с. 131–140.

## СЕКЦИЯ 1

### ОБЩАЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

#### ПОДСЕКЦИЯ 1

#### ТЕКТОНИКА, ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ, СЕДИМЕНТОЛОГИЯ, ЛИТОЛОГИЯ

УДК 551.553(476)  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-15-18

#### УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НЕДР БЕЛАРУСИ И СМЕЖНЫХ ТЕРРИТОРИЙ: ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ

**Я. Г. Грибик, Р. Е. Айзберг, Р. Г. Гарецкий**

*Институт природопользования НАН Беларуси, Минск, Беларусь*

**Аннотация.** Приведены геологические данные о нефтеносности осадочных бассейнов Беларуси и смежных территорий для определения перспектив выявления источников традиционного и нетрадиционного углеводородного сырья.

**Ключевые слова:** бассейн, углеводороды, коллекторы, месторождения.

#### HYDROCARBON POTENTIAL OF BELARUS AND ADJACENT TERRITORIES: GEOLOGICAL ASPECTS

**Ya.G. Gribik, R. E. Aizberg, R. G. Garetsky**

*Institute of Nature Management of the National Academy of Sciences of Belarus, Minsk, Belarus*

**Annotation.** Geological data on the oil content of the sedimentary basins of Belarus and adjacent territories are given to determine the prospects for identifying sources of traditional and unconventional hydrocarbon raw materials.

**Key words:** basin, hydrocarbons, reservoirs, deposits.

Оценка углеводородного потенциала осадочных бассейнов запада Восточно-Европейской платформы (ВЕП) в пределах Беларуси и смежных территорий проведена применитель-

но к традиционным источникам углеводородного сырья (ТИУВС) и нетрадиционным источникам (НИУВС). В Беларуси первый промышленный приток нефти был получен в Припятском прогибе в 1964 г. К настоящему времени в этом нефтегазоносном бассейне установлено 90 месторождений нефти с извлекаемыми запасами ТИУВС на месторождениях от первых десятков тысяч тонн до 35 млн. тонн. Извлекаемая часть суммарных ресурсов составляет 350,2 млн. условных единиц (у.е.) нефти. Накопленная добыча нефти на 2021 год составила 138,7 млн. у.е. Разведанность начальных суммарных ресурсов нефти составляет около 53 %, а выработанность промышленных запасов — 76 %, что характерно для «старых» нефтегазоносных бассейнов.

Применительно к Припятскому НГБ совместно со специалистами РУП «ПО «Белоруснефть» авторами разработано новое перспективное направление поисков, разведки и вовлечение в разработку нетрадиционных источников углеводородного сырья (НИУВС), прежде всего из низкопроницаемых пород-полуколлекторов (микро- и нанокolleкторов) девона и венда. На примере Припятского палеорифтового прогиба показаны особенности оценки перспектив поисков ТИУВС и НИУВС в «старом» НГБ, в пределах которого нефтяные месторождения разрабатываются около 60 лет.

- В низкопроницаемых породах-полуколлекторах Припятского НГБ прогнозируются конкретные нетрадиционные или комбинированные возможные и вероятные объекты освоения УВ. Специально пробуренные в Припятском НГБ скважины с горизонтальными или наклонными стволами принесли новую информацию о значительном расширении потенциала за счет ресурсов УВ, заключенных в полуколлекторах (микро- и нанокolleкторах).

- Обоснована детальная привязка региональных и зональных природных резервуаров (коллекторов, полуколлекторов, покрышек), обособленных на основе их фильтрационно-емкостных характеристик.

- На основе анализа генерационного потенциала нефтегазоносных девонских отложений, а также аккумуляционных критериев нефтегазонакопления разработаны прогнозные картографические модели районирования Припятского НГБ по условиям нефтегазообразования и особенностям пространственного размещения ТИУВС, НИУВС и комбинированных залежей.

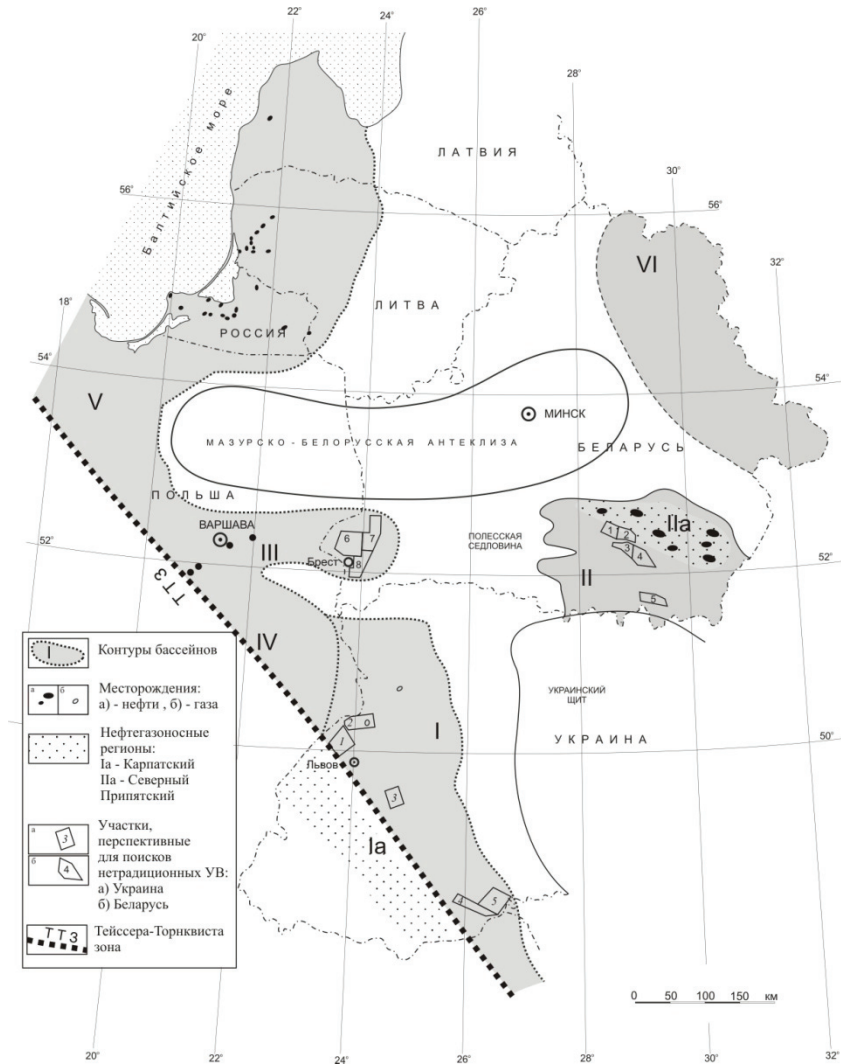
- Разработана классификация межсолевых зон нефтегазонакопления по перспективам поисков УВ в полуколлекторах.

- Согласно геолого-геохимическим данным представляются перспективными поиски НИУВС в других, кроме Припятского, осадочных бассейнах запада ВЕП — частично в Оршанском и Подляско-Брестском (Беларусь), Балтийском (Польша, Россия, Литва), Волыно-Подольском (Украина), Люблинском (Польша) (см. рисунок).

Отмеченные осадочные бассейны контролируются, соответственно, Оршанской рифейско-вендской впадиной, Подляско-Брестской раннепалеозойской впадиной, Балтийской раннепалеозойской синеклизой, Львовским палеозойским прогибом, наложенным на более древние платформенные отрицательные структуры.

Определен стратиграфический диапазон отложений, перспективных на поиски ТИУВС в осадочных бассейнах запада ВЕП. *Оршанский* можно рассматривать как нефтеперспективный в нефтеносном отношении с учетом надежного их экранирования отложениями эйфельского яруса среднего девона с верхней глинисто-аргиллитовой толщей валдайской серии. В качестве возможных коллекторов служат коллекторы слабо и среднепроницаемые рифейско-вендские песчаники.

В *Подляско-Брестском бассейне* на основании материалов пробуренных скважин прогнозируется наличие нетрадиционных нефтегазонасыщенных полуколлекторов. Терригенные полуколлекторы прогнозируются в песчаниках и алевролитах венда (редкинский горизонт), кембрия, ордовика (прослой песчаника — «ложная покрышка»), в известняках и доломитах



Карта распределения нефтегазоносных бассейнов западной части ВЕР.

Бассейны с перспективными участками на нетрадиционные УВ: I — Волыно-Подольский, II — Припятский, III — Подляско-Брестский, IV — Люблинский, V — Балтийский, VI — Оршанский

ордовика, силура. По существу, нижнепалеозойские и вендские отложения Подляско-Брестской впадины образуют один мощный суперрезервуар, состоящий из песчаных пластов кембрия и венда, изолированных от мезозойских и кайнозойских комплексов мощной толщей силура, включающей пласты флюидоупоры и полуколлекторы.

В западной части бассейна в наиболее погруженной в районе линии ТТЗ (см. рисунок) вскрыты палеозойские и мезозойские отложения общей мощностью до 5200 м. Установлено ряд нефтепроявлений на территории Польши в кембрийских отложениях (скважины Zebtrak, Thuszcz, Okunew). В направлении с запада на восток в разрезе силурийских отложений выделяется ряд закономерно сменяющих друг друга формаций: глинистая, карбонатно-глинистая и карбонатная, обогащенных в разной степени органическим веществом.

Поиски НИУВС в настоящее время на территории Польши по экологическим условиям приостановлены.

В Балтийском бассейне выделяются кембрийский, ордовикский и силурийский нефтегазоносные комплексы. Пласты-коллекторы представлены в нижнем комплексе песчаниками

кварцевыми, разно- и мелкозернистыми. В двух верхних комплексах — известняки и вторичные доломиты. Содержание органического вещества в среднекембрийских аргиллитах изменяется в пределах от 0,06 до 3,42 % (среднее 0,53 %), в ордовикских мергелях и аргиллитах в среднем составляют 0,13 %, а в более глубокой шельфовой зоне — в среднем 0,22 %. В силурийских мергелях и аргиллитах среднее содержание Сорг. составляет 1,28 %.

*Волыно-Подольский и Люблинский бассейны* включают палеозойские комплексы в составе кембрийских, ордовикских, девонских и каменноугольных отложений. В отложениях девона выявлены залежи газа на Великомоствовском, Локачинском (Украина), Цецежин, Комарув (Польша) месторождениях. Разрез представлен снизу вверх терригенно-сульфатно-карбонатной, карбонатной и сульфатно-карбонатно-терригенной формацией с коллекторами гранулярного и карбонатного типа. В пределах бассейнов определено ряд перспективных участков для поисков НИУВС.

- Геолого-геохимические и геофизические данные по отмеченным осадочным бассейнам ВЕП дают основу для обоснования на средне- и долгосрочную перспективу проведения в этих регионах специальных работ по поискам НИУВС. С этой целью в каждом бассейне рекомендуется выделение нефтегазогеологических полигонов для отработки технологии геологического изучения НИУВС применительно к конкретным условиям каждого осадочного бассейна. Время проведения подобных исследований будет определяться мировой экономической ситуацией и ценовой ресурсной тенденцией.



## ФОНДОФОРМНАЯ МОДЕЛЬ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА

**В. Ф. Гришкевич**

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

**Аннотация.** Предложена развернутая модель баженовского горизонта Западной Сибири как фондоформной части единого эпиконтинентального бассейна бокового осадконакопления. Освещаются процессы его седиментации и диагенеза.

**Ключевые слова:** седиментация, диагенез, баженовская, конденсированные, Западная Сибирь

## FONDOFORM MODEL OF WEST SIBERIAN BAZHENOV HORIZON

**V. F. Grishkevich**

*Tyumen industrial university, Tyumen*

**Annotation.** West Siberian Bazhenov horizon's detailed model is proposed as a fondoform part of single epicontinental lateral filling basin. The processes of its sedimentation and diagenesis are discussed.

**Key words:** sedimentation, diagenesis, condensed, West Siberia, bazhenov horizon

Классическая модель Рича разделяет бассейн бокового осадконакопления на шельфовую (ундаформную), склоновую (клиноформную) и абиссальную (фондоформную) части. При этом абиссальные конденсированные осадки представлены глинами, известняками и силицитами, часто битуминозными. В Западной Сибири корреляция шельфовых пластов и склоновых осадков ачимовской толщи в подавляющем большинстве научных и производственных организаций происходит в рамках клиноформной парадигмы Рича-Наумова, но единой модели от шельфа до абиссали для до сих пор не предлагалось. Развернутое изложение такой модели баженовского горизонта и генетически связанной с ним неокомской толщи приводится в монографии [1]. В данной статье кратко освещаются особенности седиментации и диагенеза фондоформной части осадков.

В верхнеюрское и неокомское времена Западно-Сибирский морской палеобассейн последовательно заполнялся за счет лавинной седиментации осадков вдоль его восточных и северо-восточных берегов. Сверхбыстрое накопление осадков приводило к изостатическому прогибанию земной коры под их тяжестью. В валанжинское время в относительно мелководном эпиконтинентальном бассейне бокового заполнения вдоль основания седиментационного склона протягивался трог изостатического прогибания. Циркуляция вод в Западно-Сибирском палеобассейне происходила на двух уровнях: общеконтинентальная циклоническая циркуляция на мелководье и циклонические встречные течения в глубине седиментационного трога (рис. 1). Такая циркуляция вод обеспечивала надежный разнос генетического материала борельной фауны вдоль восточного берега.

Согласно модели маргинального фильтра осадочный материал, поступающий в морской бассейн с речным стоком, перераспределяется, главным образом, в виде придонных взвесей и гравитационных перемещений осадков на склоне (оползней). На рисунке 1 этот механизм схематически изображен в виде придонной взвеси (затемнения) и стрелок направления ее перемещения. Пленочные турбидитные потоки склона отражаются на противосклоне трога. Верхняя кромка отражения является границей склоновых осадков, подошвой подачимовских глин на линейке зон осадков рис. 1. Далее в открытое море осадки формируются исключительно за счет осаждения поверхностных взвесей, содержат большую долю органического вещества и органогенных минеральных компонент, из них образуются все литологические разновидности пород баженовской свиты. В пределах галоклина (около 200 км) накапливаются органотерригенные конденсированные осадки верхнебаженовской подсвиты, далее в море — преимущественно органогенные сверхконденсированные осадки нижнебаженовской подсвиты. Ветвь циркуляционного течения трога в средней части проитивосклона вымывает из осадков рассеянное органическое вещество (РОВ) и частицы глин, формируя прослой относительно чистых радиоляритов. На линейке зон это показано как контуриты, дающие понижение радиоактивности в середине верхнебаженовской подсвиты. Биостратиграфическая проверка описываемой модели формирования баженовского горизонта показала, что она находится в зоне неопределенности имеющихся палеонтологических определений, как и модель строения волжско-неокомской толщи, закрепленная в официальных региональных стратиграфических схемах.

Были оценены порядки скорости осадконакопления: сверхконденсированные осадки — 1Б (мм/тыс. лет), конденсированные осадки верхнебаженовской подсвиты — 10Б, подачимовские глины — 100Б и клиноформные склоны 1000Б. На основе этих оценок был построен теоретический профиль косослоистости разреза баженовской свиты (рис. 1).

Диagenез органотерригенных толщ включает в себя триединый процесс отжима седиментационных вод, аутигенного минералообразования и бактериальной трансформации органического вещества и минеральной матрицы.

Источником седиментационных вод являются, главным образом, глинистые разности, проводниками — преимущественно, радиоляриты, возникшие под воздействием контурных течений и циклонических вихрей (eddy). Бактериальные сообщества окисляют органическое вещество и производят селективную экстракцию катионов из поглощенных комплексов и минеральных скелетов глин, они же осуществляют изотопное фракционирование. Экстрагированные ионы  $Ca^{+2}$ ,  $Mg^{+2}$  и  $Fe^{+2}$  обеспечивают утилизацию в виде нерастворимых карбонатов углекислоты, вырабатываемой бактериальным сообществом.

Диagenез фондоформных осадков естественным образом делится на две стадии: до и после их попадания под давление быстрорастущего седиментационного склона (рис. 2).

На первой стадии биогеохимические процессы протекают очень медленно из-за низкой температуры придонных вод и, соответственно, осадков. Седиментационные воды и биогенный метан формируют общие проводящие каналы из осадочной толщи в водный бассейн.

На второй стадии осадок попадает в область повышенных температур и давлений под перекрывающей клиноформной толщей. При повышенных температурах в благоприятных условиях бактериальное сообщество активизируется, до полного выедания потенциально трансформируемых компонентов исходного органического вещества. Зона биогеохимической активности на рис. 2 показана штриховкой. Из этой зоны биогенный метан под действие гравитационных сил по-прежнему уходит вверх, подкачивая давление в ачимовских линзах и уменьшая устойчивость склона (один из триггеров оползней, формирующих аномальные разрезы баженовской свиты (АРБ)). Растворимые компоненты вместе с водами отжимаются

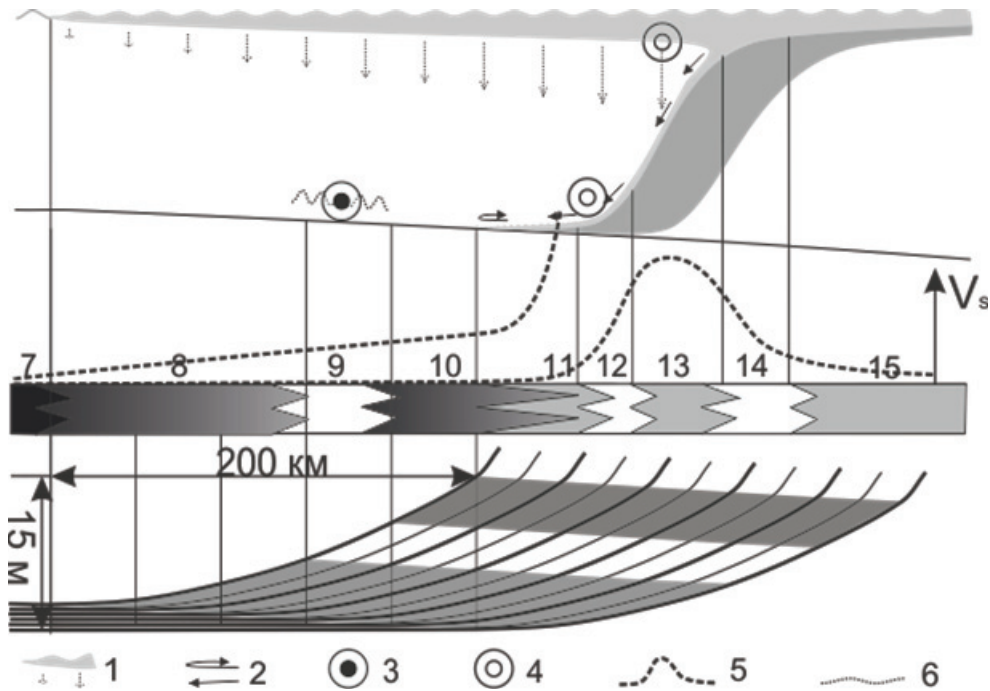


Рис. 1. Модель косослоистости органотерригенных осадков внутриконтинентальных морей с желобом проседания. 1 — поверхностная взвесь и выпадающий из нее флокулярно-пеллетный поток осадков, 2 — направления перемещения придонных взвесей, 3 — придонное контурное течение (на юг), 4 — поверхностное и придонное контурные течения (на север), 5 — кривая скоростей осадконакопления, 6 — область меандры придонного течения, зоны осадков: 7 — органосилицидных баженидов, 8, 10 — органоглинистых баженоидов, 9 — контуриты по органоглинистым баженоидам, 11 — переслаивания баженоидов и турбидитов, 12 — дебритов, 13 — алевролитистых глин склона, 14 — контуритов и кромкочельфовых песков, 15 — покровных шельфовых песчано-алевритовых осадков

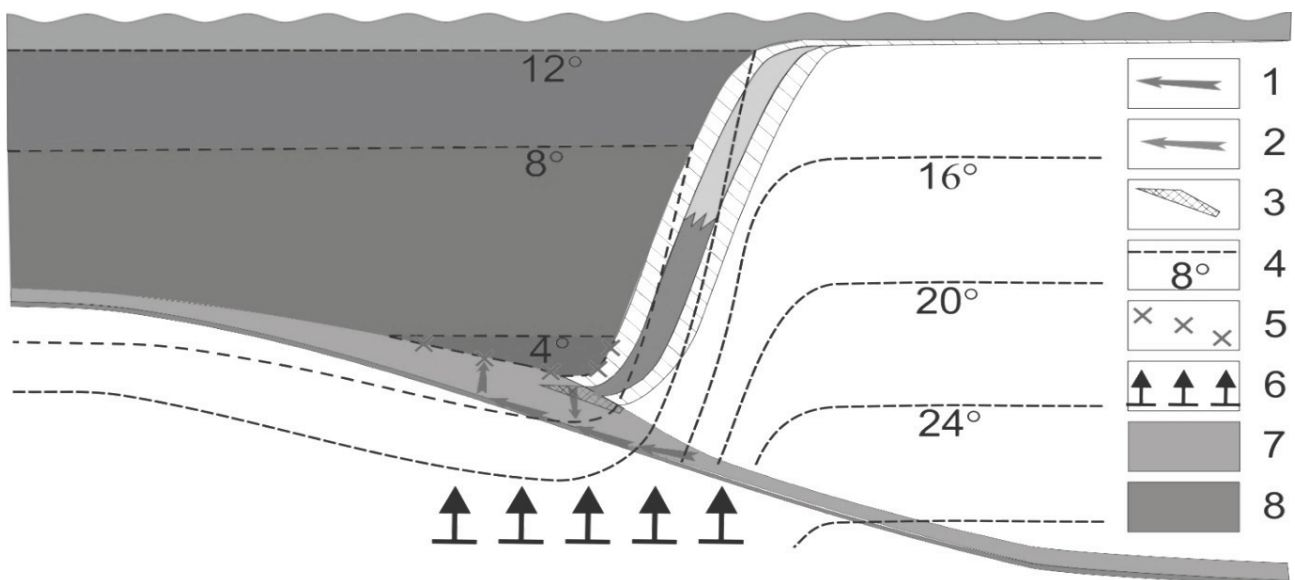


Рис. 2. Общая схема уплотнения баженовского горизонта под наступающим седиментационным склоном. 1 и 2 — направления отжима вод и газа, 3 — зона интенсивной остаточной биодеградации РОВ, 4 — изотермы, 5 — зона стабильности метан-гидратов, 6 — зона интенсивных землетрясений от прогибания земной коры, 7 — баженовская толща, 8 — георгиевская свита

из-под склона в водный бассейн по проводящим каналам, сформированным во время первой стадии диагенеза. Интенсивный отжим остатков седиментационных вод происходил из-под всего растущего склона, на расстояние 30-40 км, главным образом, по высокопроницаемым известнякам на границе баженовской и георгиевской свит, геохимически трансформируя их и отложения АРБ.

### **Список литературы**

1. Гришкевич В. Ф. Баженовский горизонт Западной Сибири: поиски новой гармонии. Тюмень: Издательский центр БИК ТИУ, 2021, 278 с, в печати.

**СТРОЕНИЕ И ЛИТОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ  
ФОРМИРОВАНИЯ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ  
(ЮГО-ВОСТОЧНАЯ ЧАСТЬ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА) \***

**А. Г. Замирайлова<sup>1</sup>, В. Г. Эдер<sup>1</sup>, Е. А. Костырева<sup>1</sup>, С. В. Рыжкова<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup> *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск*

<sup>2</sup> *Новосибирский государственный университет*

**Аннотация.** Проведено изучение состава и условий формирования баженовской свиты в юго-восточной части Западной-Сибири в пределах Александровского свода. Сделаны выводы, что отложения баженовской свиты в диагенезе формировались в умеренно-восстановительных и восстановительных условиях и невысокой интенсивности химического выветривания в областях питания.

**Ключевые слова:** баженовская свита; микститы; органическое вещество; битумоиды; Западная Сибирь

**STRUCTURE AND LITHOCHEMICAL FEATURES OF THE BAZHENOV FORMATION  
(SOUTH-EASTERN PART OF THE WESTERN SIBIRIAN BASIN)**

**A. G. Zamirailova<sup>1</sup>, V. G. Eder<sup>1</sup>, E. A. Kostyreva<sup>1</sup>, S. V. Ryzhkova<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup> *Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,  
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk*

<sup>2</sup> *Novosibirsk State University*

**Annotation.** The study of the composition and conditions of the Bazhenov Fm. in the southeastern part of Siberia within the Aleksandrovsky arch was carried out. It is concluded that the deposits of the Bazhenov Formation in diagenesis were formed under moderately reducing and reducing conditions and a low intensity of chemical weathering in the continent.

**Key words:** Bazhenov formations; mudstone; organic matter; bitumoids; Western Siberia.

Литология отложений баженовской свиты на территории Западно-Сибирской плиты изучалась многими исследователями. В то же время новый фактический материал, полученный на площади работ юго-востока Томской области (Александровский свод) позволяет расширить имеющуюся информацию в области вещественного состава этих отложений и условий их формирования. Уточнение специфики состава и распределения пород в конкретных разрезах на основе их комплексного анализа с использованием современных методов обработки и интерпретации полученных аналитических данных являлась *первой задачей* проведенного исследования. *Второй задачей* являлось развитие существующих представлений об условиях формирования пород баженовской

---

© А. Г. Замирайлова, В. Г. Эдер, Е. А. Костырева, С. В. Рыжкова, 2021

\* Исследование выполнено при финансовой поддержке проектов ФНИ № 0331-2019-0019, № 0331-2019-0021, 0331-2019-0022.



свиты на данной площади. В рамках исследования этого района проведено литологическое изучение кернового материала на Горстовой и Полонской площадях. На Горстовой площади керн исследован из интервала 2196,00–2224,30 м, в котором вскрыты баженовская свита, подстилающие ее отложения георгиевской свиты (интервал 2224,30–2217,30 м) и перекрывающая ее куломзинская свита (2199,80–2196,0 м). Баженовская свита в рассматриваемом разрезе залегает в интервале глубин 2217,30–2199,80 м (мощность 17,50 м). На Полонской площади проведено исследование керна из интервалов 2443,70–2474,60 м, в которых вскрыты баженовская свита и подстилающие ее отложения георгиевской свиты. Баженовская свита в рассматриваемом разрезе залегает в интервале глубин 2443,70–2469,60 м (мощность 25,90 м). Методика исследований включала детальное описание пород по керну, петрографический анализ в шлифах, текстурный анализ на макроскопическом и микроскопическом уровнях, химический анализ образцов методами РФА и «мокрой химии» с пересчетом на минералогический состав по методике О. М. Розена и Ю. А. Нистратова [1]. Классификация пород проводилась по А. Э. Конторовичу и др. [2]. Анализ форм железа в солянокислых вытяжках с определением степени пиритизации железа (СП) использовался для определения окислительно-восстановительных обстановок [8]. Баженовская свита на Полонской площади в нижней и верхней частях разреза представлена микститами кремнисто-глинистыми ( $m = 0,5-1$  м). Микстит темно-серый с коричневым оттенком, трещиноватый, с обломками раковин двустворок, фосфатным материалом костей рыб, крючками теутид, с линзовидно-слоистой микротекстурой. Слоистость подчеркнута линзочками глинистого материала, в разной степени обогащенными органическим веществом (ОВ). Глинистый материал и микрокристаллический кремнезем составляют основную массу породы. Реликты радиолярий выполнены кремнеземом, кальцитом, участками пиритизированные. В нижней части отмечаются реликты кокколитофорид, представленные кальцитом. Содержание глинистого материала в этих породах нижней пачки ниже (до 30 %), чем в микститах верхней пачки (40–43 %), и ОВ ниже (4–8 %). Верхняя часть баженовской свиты на Горстовой площади и средняя — на Полонской представлены микститами высокоуглеродистыми (ОВ 16,5–15,8 %) микститами кероген-глинисто-кремнистыми ( $m=8-5$  м) преимущественно биогенными породами. Порода черная с коричневым оттенком с горизонтально-линзовидно-слоистой микротекстурой. Слоистость подчеркнута линзочками глинистого материала неравномерно обогащенными ОВ. Наблюдается фосфатный материал костей рыб, крючки теутид, обломки раковин двустворок, реликты радиолярий, полости которых выполнены кремнистым материалом. Ниже по разрезу залегают силициты и силициты керогеновые в которых содержание кремнистого материала более 50 % и ОВ — 10,5–14 %. Силициты с линзовидно-слоистой микротекстурой. Слоистость обусловлена линзочками глинистого материала неравномерно обогащенными ОВ. В силицитах отмечаются обломки костей рыб фосфатного состава, крючки теутид. В пределах пачки наблюдается переслаивание двух типов силицитов: 1) силицитов-радиоляритов — с остатками радиолярий раскристаллизованных, содержание которых до 50 %, пространство между ними выполнено микрокристаллическим кремнистым и глинистым материалом; 2) и скрытокристаллическими силицитами, в которых содержание реликтов радиолярий от 3 до 10 %. Реликты радиолярий выполнены микрокристаллическим кремнеземом, некоторые частично пиритизированы. В силицитах отмечаются карбонатизированные прослои, представленные известняками и доломитами с содержанием карбонатного материала более 50 %. Это микрокристаллические карбонатные породы с содержанием реликтов радиолярий различной формы до 30–40 %. Физико-химические условия формирования рассматриваемых отложений анализировались с двух позиций: степени солености и окислительно-восстановительного режима. Отложения баженовской свиты характеризуются по отношению Sr/Ba (таблица 1) как отвечающие условиям пониженной солености [3], а по отношению Fe<sub>пир</sub>/Cорг. и Cорг./Sc-д диагностируются как морские [4,5].

Окислительно-восстановительные условия формирования отложений свиты оценивались по ряду факторов: а) по минералогическим индикаторам, в качестве которых выступали

глауконит и пирит; б) по отношению  $S_{c-d}/Mn$  и  $Mo/Mn$  имея в виду, что сера сульфидная и молибден–показатели существенно восстановительного режима, а марганец–умеренно восстановительного и окислительного; в) по степени пиритизации железа ( $СП=Fe_{\text{пиритное}}/(Fe_{\text{пиритное}}+Fe_{\text{растворимое в HCl}})$ ) и по отношениям некоторых элементов ( $V/(V+Ni)$ ) [5,6,8]. Полученные значения по классификациям различных авторов свидетельствуют, что окислительно-восстановительный режим при формировании отложений изменялся от умеренно восстановительных до восстановительных. Согласно этим показателям на Горстовой площади существовали более восстановительные условия.

### Геохимические показатели обстановок формирования баженовской свиты

Площадь	Сорг	Fe пир / Сорг	Сорг/ Sc-д	Str/Ba	Sc-д / Mn	Mo/ Mn	V/ (V+Ni)	СП	ГМ	TiO <sub>2</sub> / Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Na <sub>2</sub> O/ Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	K <sub>2</sub> O/ Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>
Полонская	11,24	0,25	4,32	0,40	0,01	0,73	0,64	0,68	0,31	0,05	0,11	0,20
Горстовая	13,14	0,27	4,69	0,38	0,02	1,03	0,68	0,78	0,27	0,05	0,10	0,21

Изучение геохимии органического вещества баженовской свиты на Горстовой площади подтверждают этот вывод ( $\delta^{13}C = -29,6 \div -31,0 \text{ ‰}$ , Pr/Ph<1,3, стераны  $C_{29}/C_{27}<1$ , ТЦИ<1,0, повышенное содержание трицикланов (до 35 % от  $\Sigma$ тритерпанов) и дибензотиофенов ( $\Phi/ДБТ<2,5$ ). Условия выветривания в областях сноса определялись на основе геохимических показателей, в качестве которых принимались следующие модули: калиевый ( $K_2O/Al_2O_3$ ), натриевый ( $Na_2O/Al_2O_3$ ), гидролизатный ( $Al_2O_3+TiO_2+Fe_2O_3+FeO+MnO/SiO_2$ ), титановый ( $TiO_2/Al_2O_3$ ) [5,7]. Устанавливается, что отложениям баженовской свиты на Александровском своде отвечают условия невысокой интенсивности химического выветривания в областях питания.

### Список литературы

1. Розен О. М. Определение минерального состава осадочных пород по химическим анализам / О. М. Розен, Ю. А. Нистратов // Советская геология. 1984. № 3. С. 76-83.
2. Конторович А. Э. Классификация пород баженовской свиты / А. Э. Конторович, П. А. Ян А. Г. Замирайлова, Е. А. Костырева, В. Г. Эдер // Геология и геофизика. 2016. Т. 57. № 11. С. 2034–2043.
3. Катченков С. М. Малые элементы в осадочных породах и нефтях / С. М. Катченков. Л.: Гостоптехиздат, 1959. 271 с.
4. Конторович А. Э. Геохимия верхнеюрских отложений Западно-Сибирской плиты / А. Э. Конторович // Литология и полез. ископаемые. 1967. № 3. С. 90–102.
5. Маслов А. В. Осадочные породы: методы изучения и интерпретации полученных данных / А. В. Маслов. Екатеринбург: Изд-во Уральского государственного горного университета (УГГУ), 2005. 289 с.
6. Холодов В. Н. О геохимических критериях появления сероводородного заражения в водах древних водоемов / В. Н. Холодов, Р. И. Недумов // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1991. № 12. С. 74–82.
7. Юдович Я. Э. Основы литохимии / Я. Э. Юдович, М. П. Кетрис. СПб.: Наука, 2000. 479 с.
8. Raiswell R. Degree of pyritization of iron as a paleoenvironmental indicator of bottom-water oxygenation / R. Raiswell, F. Buckley, R. A. Berner, T. F. Anderson // J. Sediment. Petrol. 1988. V. 58. № 5. P. 812–819.

## О ЦИФРОВИЗАЦИИ В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

**И. Р. Захария**

*БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть», г. Гомель, Беларусь*

**Аннотация.** Предложена процедура представления в количественном виде минимального однородного объема осадочной горной породы, разработанная на основе изучения строения ее пустотного пространства (ПП). Так как физические характеристики ПП не поддаются количественному описанию, применен другой подход для идентификации строения ПП: с позиций познания свойств объекта как производных от его характеристик. Обоснованы свойства, идентифицирующие ПП. Так как ПП и минеральный скелет горной породы суть образования сопряженные и генетически связанные, принимается, что идентификация ПП равнозначна идентификации самой горной породы. Данный подход открывает возможность цифровизации всего геологического пространства.

**Ключевые слова:** Цифровизация, системный анализ, иерархия, элементарное геологическое тело, пустотное пространство, типизация, методология.

## DIGITALIZATION IN PETROLEUM GEOLOGY

**I. Zakharia**

*State oil and Gas Company BelNIPIneft R&D Institute, Gomel, Belarus*

**Annotation.** The methodology for the quantitative representation of the minimum homogeneous volume of sedimentary rock, developed on the studying the structure of its porous space, is proposed. Since the physical characteristics of the porous space are not amenable to quantitative description, another approach is used to identify the structure of the porous space: from the standpoint of knowing the properties of the object as derived from its characteristics. The properties that identify the porous space are proved. As porous space and the mineral skeleton of a rock are conjugated and genetically related formations, it is assumed that the identification of porous space is equivalent to the identification of the rock itself. This approach opens up the possibility of digitalization of the entire geological space.

**Key words:** Digitalization, system analysis, hierarchy, elementary geological body, porous space, methodology.

Путь к цифровой экономике в нефтегазовой отрасли лежит только через цифровую геологию. Не разобравшись в сущностной стороне самих объектов в массивах геологической информации, невозможно выстроить «правильные» модели геологической среды, что снижает в итоге качество геологического прогноза и эффективность разработки МПИ.

В нашем понимании собственно диджитализация, цифровизация в нефтяной геологии — это системный анализ (СА) всей проблемы, выделение уровней значимости, установление вза-

имосвязей, выведение зависимостей с формулированием законов и создание некоего прочного цифрового каркаса, в основе которого заложено цифровое выражение горной породы. Ключевым моментом здесь является идентификация, количественное описание, **представление в количественном виде, «в цифре», минимального однородного объема горной породы**, который можно представить как элементарное геологическое тело (ЭГТ) [1,2]. Но количественно описать даже элементарное геологическое тело, однородную частичку породы, практически невозможно. Если минерально-литологический состав ЭГТ по определению принимается как однородный, то в противовес этому физические характеристики его — форма, размеры составляющих компонентов, извилистость каналов, количество пустот на единицу площади и в целом строение пустотного пространства (СПП) — не поддаются математическому описанию.

Автором были проанализированы различные лабораторные методики изучения СПП (ртутная порометрия, методы капиллярной пропитки, рентгеновский, методы изучения СПП в шлифах и др.), рассмотрены различные математические модели пустотного пространства (гранулярные модели С. Сликтера, К. Терцаги, И. Козени, капиллярные, сеточные и др. модели [3]), детально изучены условия фильтрации в идеальных моделях, проанализирован большой объем литературы по данной проблеме. Сделаны следующие заключения:

– определение всех физических характеристик пустотного пространства породы-коллектора (таких как размеры, форма пустотных каналов, их протяженность, извилистость, сообщаемость, пространственное распределение пустот и породообразующих частиц, дисперсность и др.) весьма сложно и проблематично, а ввиду исключительной трудоемкости процесса и недостаточной информативности результатов *нецелесообразно*;

– количественная оценка чрезвычайно сложной геометрии пустот реальных пород *практически невозможна*;

– существующие математические структурные модели ПП слишком далеки от реалий, часто производится субъективное упрощение, осреднение в таких моделях в зависимости от идеи автора;

– фактически описать с помощью математического аппарата процесс движения жидкости в ПП можно только для условий идеального грунта (системы, представленной одинаковыми по форме и размеру цилиндрическими каналами), и даже для фиктивного грунта — другой идеальной модели, представленной системой, состоящей из одинаковых сферических частиц — этот процесс, по всей видимости, невозможно точно воспроизвести, описать математически.

Для решения проблемы предложен следующий подход. С позиций системного анализа горная порода, являясь единицей, составной частью сложных геологических систем, в свою очередь является сложной системой. Согласно системно-генетическому принципу, выделение иерархического уровня сложной системы производится на основании подтверждения принципа эмерджентности. Наш конкретный объект — осадочная горная порода, как сложная система, по отношению к предыдущему иерархическому уровню (уровню минералов) обладает таким новообразованием с новыми свойствами, которых нет на предыдущем уровне (эмерджентными свойствами). Это образование — пустотное пространство породы, определяющееся компоновкой минеральных частиц как объектов предыдущего уровня, и новыми свойствами этого уровня являются коллекторские свойства породы.

Несмотря на то, что объективно качество оценивается по совокупности свойств объекта, для сложного объекта на том основании, что генетически все его свойства связаны (прежде всего общим происхождением), качество определяется теми свойствами, элиминация (исключение) одного или нескольких из них ведет к уничтожению объекта. Но это же определение относится и к эмерджентным свойствам. Следовательно, **качество сложных объектов можно определять по эмерджентным свойствам**, в случае горной породы — по свойствам пустотного пространства. Это совершенно не значит, что все остальные свойства породы не при-

маются в расчет, что они могут быть произвольными. Наоборот: тесная генетическая связь новообразования, определяющего следующий иерархический уровень геологических объектов после уровня минералов — пустотного пространства горной породы с ее минеральным скелетом — указывает на то, что определенным (эмерджентным) свойствам ПП соответствуют строго фиксированные свойства породы, не подпадающие под понятие «эмерджентные», а являющиеся аддитивными (то есть определяющиеся как суммирование свойств составных частей сложного объекта — элементов предыдущего уровня).

Физические (в данном случае — геометрические, пространственные) характеристики ПП, как составной части, элемента осадочной горной породы, практически невозможно представить количественно из-за их сложности и многообразия. То есть познание сущности объекта — ПП — можно сказать, невозможно, изучая его сущностные стороны. В то же время известно, что физические характеристики материального тела (его сущностные стороны), их совокупность, определяют свойства этого тела (необходимо различать характеристики как сущностные стороны объекта и свойства как проявление его сущности во взаимодействии с другими объектами). Но сущность всегда скрыта за явлением [4]. Сущность проявляется в явлении посредством своих свойств. И если постижение истины сущего, по-видимому, всегда находится на стадии познания, движения к абсолютной истине, к полному и всестороннему (по)знанию, то само «явление — истинно» [4 с. 513], следовательно — истинны и свойства. Свойства проявляются во взаимодействии, и явление — результат взаимодействия, зависящий от условий взаимодействия, — это временной срез совокупного проявления свойств взаимодействующих объектов. Количество, набор свойств каждого физического объекта конечно и доступно определению, измерению, фиксации, визуализации различными методами.

Из выше сказанного следует, что при познании сущности какого-либо объекта, вещи в случае невозможности получить информацию о сущностных сторонах (физических характеристиках) — возможен иной подход — с позиций познания *свойств* объекта как производных от его характеристик. Этот предложенный нами подход универсален, он применим ко всем материальным объектам. Таким образом, *сущность объекта*, в данном случае пустотного пространства горных пород, *выражается через свойства ПП, как полное и всестороннее проявление сущностных сторон — характеристик*.

К свойствам пустотного пространства относятся емкостные, фильтрационные, а также дисперсионно-поверхностные (по-видимому, не будет алогичным, несмотря на введение новой величины дисперсионно-поверхностных свойств, объединить их под прежним названием — коллекторские свойства). Автором установлено, что по показателям этих эмерджентных свойств — соответственно пустотности, проницаемости и удельной поверхности — идентифицируется тип строения пустотного пространства. Эти показатели удовлетворяют требованию необходимости и достаточности для полного выражения СПП через свойства.

Вышесказанное позволяет сделать заключение о том, что *идентификация строения ПП по показателям коллекторских свойств равнозначна идентификации самой породы*. То есть по показателям, необходимым и достаточным для идентификации и типизации СПП, можно в количественном виде представить любую горную породу, это будет соответствовать литолого-генетической типизации горных пород, и более того — детализирует, конкретизирует эту типизацию, представит ее количественно. Данная «тройка» показателей, идентифицирующих СПП, не автономна по отношению к веществу тела — через генезис она напрямую, непосредственно связана с ним. То есть генезис — мостик перехода на идентификацию горной породы по идентифицирующим признакам пустотного пространства.

Таким образом, количественная идентификация ЭГТ по минимальному необходимому и достаточному набору признаков, позволяющая провести количественную типизацию осадочных горных пород и фактически наполнить геологическое пространство соответствующим



цифровым пространством — именно в этом видится начало цифровизации геологической дисциплины.

### Список литературы

1. Захария И. Р. Геологии — свою «таблицу Менделеева»! / И. Р. Захария // Проблемы освоения ресурсов нефти и газа Беларуси и пути их решения. Гомель, 2003, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». С. 586-588.
2. Захария И. Р. Количественное представление типов горных пород, геологических границ и неоднородности / И. Р. Захария // Современные проблемы геохимии, геологии и поисков месторождений полезных ископаемых: материалы международной научно-практической конференции. Минск: БГУ, 2007. С. 176-177.
3. Ромм Е. С. Структурные модели порового пространства горных пород / Е. С. Ромм. Л.: Недра, 1985. 240 с.
4. Філософський словник. Київ: УРЕ, 1973. 600 с.

## КРИСТАЛЛИЗАЦИЯ АУТИГЕННЫХ КАРБОНАТОВ В КАТАГЕНЕЗЕ И ИХ СВЯЗЬ С УГЛЕВОДОРОДАМИ (НА ПРИМЕРЕ АРХИПЕЛАГА СЕВЕРНАЯ ЗЕМЛЯ) \*

А. А. Крылов<sup>1,2</sup>, П. Б. Семенов<sup>1</sup>, Е. А. Гусев<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ФГБУ ВНИИ Океангеология, Санкт-Петербург

<sup>2</sup> Санкт-Петербургский Государственный Университет,  
Институт Наук о Земле, Санкт-Петербург

**Аннотация.** В работе представлены результаты исследования генезиса аутигенных карбонатов из среднепалеозойских вмещающих известняков архипелага Северная Земля. Значения стабильных изотопов  $\delta^{13}\text{C}$  и  $\delta^{18}\text{O}$  позволяют сделать вывод о том, что изученные образцы были сформированы в условиях катагенеза с участием  $\text{CO}_2$ , выделенного вместе с углеводородами при деструкции керогена.

**Ключевые слова:** Аутигенные карбонаты, катагенез, Северная Земля, стабильные изотопы, углеводороды

## CRYSTALLIZATION OF AUTHEGENIC CARBONATES IN CATAGENESIS AND THEIR RELATIONSHIP WITH HYDROCARBONS (ON THE EXAMPLE OF ARCHIPELAGO SEVERNAYA ZEMLYA)

A. A. Krylov<sup>1,2</sup>, P. B. Semenov<sup>1</sup>, E. A. Gusev<sup>1</sup>

<sup>1</sup> FGBU VNII Okeangeologia, St. Petersburg

<sup>2</sup> St. Petersburg State University, Institute of Earth Sciences, St. Petersburg

**Annotation.** The paper presents the results of a study of the genesis of authigenic carbonates from the Middle Paleozoic host limestones of the Severnaya Zemlya archipelago. The values of the stable isotopes  $\delta^{13}\text{C}$  and  $\delta^{18}\text{O}$  allow us to conclude that the studied samples were formed under conditions of catagenesis with the participation of  $\text{CO}_2$  released together with hydrocarbons during the destruction of kerogen.

**Key words:** Authigenic carbonates, catagenesis, Severnaya Zemlya, stable isotope, hydrocarbons

Механизмы формирования карбонатов одни из самых разнообразных среди всех групп осадочных пород. В общем виде можно выделить четыре основные генетические типа: биогенный, обломочный, хемогенный и биохемогенный. Среди двух последних и встречаются, собственно, аутигенные карбонаты.

Кислород и углерод — главные элементы в карбонатах, поэтому стабильные изотопы  $\delta^{13}\text{C}$  и  $\delta^{18}\text{O}$  являются ключевыми при генетических реконструкциях. По результатам измерений  $\delta^{13}\text{C}$  и  $\delta^{18}\text{O}$  можно уверенно различать следующие группы карбонатов: 1) седиментогенно-био-

---

© А. А. Крылов, П. Б. Семенов, Е. А. Гусев, 2021

\* Работа выполнена при поддержке гранта РФФ-19-17-00226.

генные («морские»); 2) диагенетические (за счет микробной деструкции органического вещества; за счет аэробного/анаэробного окисления метана любой генетической природы; за счет микробной генерации метана); 3) катагенетические (деструкция керогена); 4) связанные с биодеградацией углеводородов [4; 5; 8]. Несмотря на то, что некоторые из вышеперечисленных категорий характеризуются конвергентностью изотопных меток, в большинстве случаев источник углерода карбонатов может быть успешно установлен. Большинство из перечисленных групп карбонатов в той или иной степени связаны с углеводородами. Поэтому представляется перспективным изучение аутигенных карбонатов в качестве маркеров зон генерации/окисления углеводородов, и, как следствие, косвенных поисковых признаков на углеводороды. Конкреции, сформированные в катагенезе, являются в этом контексте одними из самых важных.

При последовательном повышении температуры и давления с глубиной происходит трансформация органического вещества, сопряженная с формированием керогена. Еще на стадии диагенеза при активном микробном содействии разрушаются метильные и карбоксильные группы с выделением  $\text{CO}_2$  и  $\text{CH}_4$ . Далее, в катагенезе, термически обусловленная генерация  $\text{CO}_2$  из керогена сапропелевого и/или смешанного типа начинается практически одновременно с формированием нефти при температуре около  $50^\circ\text{C}$  и заканчивается в зоне максимума «нефтяного окна», соответствующем температуре  $100\text{-}110^\circ\text{C}$  [9]. В зоне генерации основного количества катагенетического метана (и его гомологов) углекислый газ образуется в небольшом количестве. Однако, при появлении дополнительных источников водорода и кислорода (например, воды или же ряда минералов-оксидантов, которые могут реагировать с углеводородами), значительные количества  $\text{CO}_2$  могут формироваться и при гораздо более высоких температурах [9]. Следует иметь в виду, что появление большого объема  $\text{CO}_2$  может понизить величину pH, и, как следствие, привести к растворению карбонатов (с формированием вторичной пористости), а не к их кристаллизации. Однако, результаты термодинамического моделирования показали, что некоторые ассоциации алюмосиликатов при температурах, соответствующих генерации и аккумуляции нефти, могут буферировать pH среды [7], и повышение парциального давления  $\text{CO}_2$  в этих обстановках может приводить к формированию карбонатного цемента, а не к его растворению [10]. Для катагенеза давно было доказано широкое взаимодействие углекислоты с полевыми шпатами, приводящее к формированию глинистых минералов и бикарбонат-ионов; выделение последних приводит к повышению pH и способствует кристаллизации аутигенных карбонатов [3].

Таким образом, кристаллизация карбонатов из керогена может быть подтверждена наличием относительно легкого изотопного состава углерода ( $\delta^{13}\text{C} \sim$  от  $-10$  до  $-25\text{‰}$  VPDB) и легкого состава кислорода, поскольку формирование карбонатов при повышенных температурах приводит к концентрированию изотопов  $^{16}\text{O}$ .

Нами были изучены несколько образцов аутигенных карбонатов (кальцитов), отобранных сотрудниками НИИГА во время геологических съемок островов архипелага Северная Земля. Битуминозность пород архипелага отмечалась достаточно давно [2]. Палеозойские породы западной части Северной Земли практически не деформированы и моноклинально погружаются в сторону Карского моря до глубин, на которых может происходить катагенетическая генерация углеводородов [1; 6]. В этой связи важно установить источник углерода в конкрециях и его возможную связь с генерацией углеводородов из керогена.

Полученные нами друзы кальцита, иногда со следами битумов, располагались в трещинах и полостях на поверхности среднепалеозойских известняков. Изотопный состав  $\delta^{13}\text{C}$  и  $\delta^{18}\text{O}$  вмещающих известняков менялся от  $-5.3$  до  $-2.1\text{‰}$  VPDB, и от  $-4.8$  до  $-6.9\text{‰}$  VPDB, соответственно, что в целом, типично для обычных морских карбонатов, с учетом более легкого состава  $\delta^{18}\text{O}$  воды в палеозойских морях/океанах [11]. В друзах кальцита значения  $\delta^{13}\text{C}$  варьировали от  $-8.5$  до  $-12.9\text{‰}$ , причем самые легкие значения измерены в образцах с битумом

на поверхности. Более легкий состав  $\delta^{13}\text{C}$  в аутигенных карбонатах связан с участием в их кристаллизации углерода, выделяемого при деструкции керогена. Вторым источником являлся более тяжелый углерод вмещающих известняков за счет их частичной перекристаллизации. Наиболее яркие отличия друз кальцита отмечены для изотопов  $\delta^{18}\text{O}$ , значения которых находились в интервале от -10.6 до -21.8‰ VPDB. Обогащение легким изотопом  $^{16}\text{O}$  связано, главным образом, с более высокими температурами их кристаллизации в условиях катагенеза, по сравнению со вмещающими «морскими» известняками. Отмеченный разброс значений  $\delta^{18}\text{O}$  скорее всего связан с разной долей участия тяжелого изотопа  $^{18}\text{O}$ , поступающего при перекристаллизации вмещающих пород. Таким образом, формирование аутигенных друз кальцита вероятнее всего происходило за счет деструкции керогена в катагенезе, при одновременном выделении  $\text{CO}_2$  и углеводородов.

### Список литературы

1. Гусев Е. А. Геологическое строение северной части Карского шельфа у архипелага Северная Земля по результатам последних исследований / Е. А. Гусев, А. А. Крылов, Д. М. Урванцев, Ю. В. Горемыкин, П. И. Криницкий // Записки Горного Института. 2020. Т. 245. С. 505-512.
2. Клубов Б. А. Природные битумы Севера. М.: Наука, 1983. 208 с.
3. Лебедев Б. А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. Л.: Недра, 1992. 239 с.
4. Леин А. Ю. Аутигенное карбонатообразование в океане // Литол. и полез. ископ. 2004. № 1. С. 3–35.
5. Логвина Е. А. Различные сценарии формирования аутигенных минералов в отложениях очагов разгрузки флюидов // Вестник Санкт-Петербургского Университета. 2008. Сер. 7. Вып. 4. С. 46-61.
6. Мартиросян В. Н. Север Карского морявысокоперспективная на нефть область Арктического шельфа России / В. Н. Мартиросян, Е. А. Васильева, В. И. Устрицкий, О. И. Супруненко, И. Ю. Винокуров // Геология нефти и газа. 2011. № 6. С. 59–69.
7. Hutcheon I. pH buffering by metastable mineral-fluid equilibria and evolution of carbon dioxide fugacity during burial diagenesis / I. Hutcheon, M. Shevalier, H. J. Abercrombie // *Geochim Cosmochim Acta*. 1993. Vol. 57. P. 1017–1027.
8. Krylov A. A. The reconstruction of the mechanisms of problematic authigenic carbonates formation in diagenetic and catagenetic environments associated with the generation/oxidation of hydrocarbons / A. A. Krylov, O. M. Khlystov, A. Hachikubo, H. Minami, T. I. Zemskaya, E. A. Logvina, A. V. Lomakina, P. B. Semenov // *Limnology and Freshwater Biology*. 2020. V. 4. P. 928-930, doi: 10.31951/2658-3518-2020-A-4-928.
9. Seewald J. S. Organic-inorganic interactions in petroleum-producing sedimentary basins // *Nature*. 2003. Vol. 426. P. 327–333.
10. Seewald J. S. Laboratory and theoretical constraints on the generation and composition of natural gas / J. S. Seewald, B. C. Benitez-Nelson, J. K. Whelan // *Geochim Cosmochim Acta*. 1998. Vol. 62. P. 1599–1617.
11. Veizer J. Temperatures and oxygen isotopic composition of Phanerozoic oceans / J. Veizer, A. Prokoph // *Earth-Sci Rev*. 2015. V. 146. P. 92–104.

## СТРУКТУРА ПОДСОЛЕВЫХ СЛОЕВ ПО ДАННЫМ ДЕТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ В СЕВЕРНОМ ПРИКАСПИИ

В. В. Лапковский<sup>1</sup>, Б. В. Лунёв<sup>1</sup>, М. П. Антипов<sup>2</sup>, Ю. А. Волож<sup>2</sup>, Ю. А. Писаренко<sup>3</sup>

<sup>1</sup> *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука, Новосибирск*

<sup>2</sup> *Геологический институт, Москва*

<sup>3</sup> *Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, Саратов*

**Аннотация.** Наличие детально разбуренного участка в Северном Прикаспии позволяет построить его объемную структурно-стратиграфическую модель, опираясь только на скважинные данные, без привлечения результатов интерпретации сейсморазведки и каких бы то ни было предположений и теоретических представлений. Существенно, что на данном участке развит соляной диапиризм, с которым связаны интерсивные деформации надсолевых и, возможно, подсолевых отложений.

**Ключевые слова:** галокинез, численное моделирование, нефтегазоносность, Прикаспий, Астраханский свод

## STRUCTURE OF SUBSALT LAYERS ACCORDING TO DETAILED DRILLING DATA IN THE NORTHERN CASPIAN

V. Lapkovsky<sup>1</sup>, B. Lunev<sup>1</sup>, M. Antipov<sup>2</sup>, Yu. Volozh<sup>2</sup>, Yu. Pisarenko<sup>3</sup>

<sup>1</sup> *Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk*

<sup>2</sup> *Geological Institute, Moscow*

<sup>3</sup> *Nizhne-Volzhsky Research Institute of Geology and Geophysics, Saratov*

**Annotation.** The presence of a well-drilled area in the Northern Caspian region makes it possible to build its three-dimensional structural-stratigraphic model, relying only on well data, without involving the results of seismic interpretation and any assumptions and theoretical concepts. It is significant that salt diapirism is developed in this area, which is associated with intersive deformations of the suprasalt and, possibly, subsalt layers.

**Key words:** halokinesis, numerical modeling, oil and gas potential, Caspian region, Astrakhan arch

По результатам моделирования, образование инверсионных складок обусловлено деформацией вещества под солями, индуцируемой самим всплыванием низкоплотных соляных масс.

Феномен инверсионной складчатости в подсолевых отложениях требует убедительного подтверждения (или опровержения), поскольку с этими отложениями связывают основные перспективы обнаружения крупных и гигантских месторождений углеводородов, которые контролируются морфологией слоев этого комплекса. Наиболее достоверные выводы можно получить, опираясь только на данные детального бурения. К счастью, такие данные имеются.



Для одного из участков Астраханского свода нам были предоставлены результаты интерпретации каротажа 249 скважин, в которых для разных стратиграфических уровней выделено почти 3000 пластопересечений в надсолевых, солевых и подсолевых толщах. Эти данные послужили основой для построения трехмерной модели объекта.

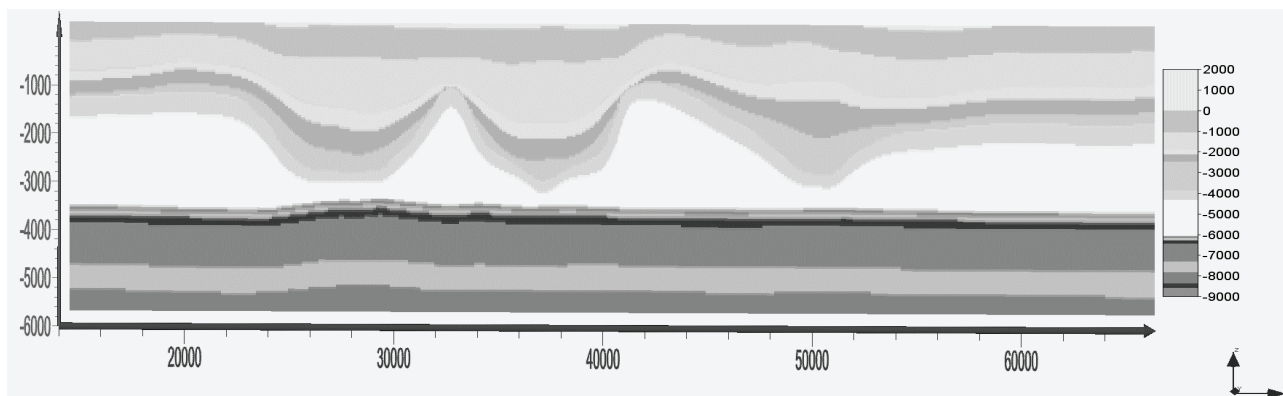
При построении модели мы использовали метод, который при работе с осадочными комплексами платформенных областей не применяется. Принятым подходом является создание образов геологических границ как функций двух переменных и их представление на сетках — гридах. Такой способ не очень хорош для представления слоев в сложных диапировых структурах, поскольку он не пригоден для отображения неоднозначных объектов. А такая неоднозначность возникает на карнизах диапиров, где одной вертикальной линии может соответствовать до трех (а в особо сложных случаях и больше) точек пересечения с границей слоя. Мы применили метод моделирования, который последнее время успешно используется для работы со сложными геологическими объектами, например, складчатыми комплексами [1]. В литературе его называют методом потенциальных или фолиантных полей. Его суть состоит в конструировании трехмерной функции, подобно трехмерному потенциальному полю, в котором поверхности разных потенциалов никогда не пересекаются. С некоторыми значениями этого поля сопоставляются геологические границы. По сути, геологическая граница представляется как изоуровневая поверхность трехмерного поля. Проблемы неоднозначности сложных форм при таком представлении не возникает.

Излагая формально, в трехмерном пространстве  $\Omega$  мы имеем набор точек пластопересечений  $P = p_1, p_2, \dots, p_n$ . Всем пластопересечениям одной границы припишем некоторое вещественное значение. Эти значения определяем исходя из стратиграфии района — они упорядочены по возрастанию также, как и сами стратиграфические границы, а изменение величин примерно пропорционально средним толщинам между соседними стратиграфическими границами. Соответственно для набора точек  $P$  мы задаем набор значений  $Z = z_1, z_2, \dots, z_n$ . Далее строится аппроксимирующая трехмерная функция  $\sigma(\Omega)$  такая что,  $\sigma(p_i) \approx z_i, i = 1, 2, \dots, n$ . Для аппроксимации мы использовали многомерные сплайны, выраженные через функции Грина [2]. Далее, каждую изоуровневую поверхность полученной функции рассматриваем как стратиграфически эквивалентную. Границами всех слоев в модели будут изоуровневые поверхности тех значений, которые мы приписывали соответствующим пластопересечениям.

Чтобы заведомо исключить влияние высокоамплитудных аномалий поверхности соли на морфологию нижних границ, возникающее при аппроксимации одним сплайном, мы построили отдельно две модели: одну для солевой и надсолевой частью разреза, а вторую для подсолевой. Затем эти модели объединили на общей дискретной сетке.

Широтный разрез модели показан на рисунке. Оси маркированы в метрах. Масштаб вертикальной шкалы втрое превышает горизонтальный масштаб. Приведенная шкала соответствует значениям трехмерной функции (сплайна). Оттенками серого выделены геологические тела. Соленосная толща показана белым цветом. Под ней наблюдаются изгибы слоев нижней перми, карбона и девона. При этом геометрия нижнепермских и верхнекарбонных слоев хорошо обеспечена данными бурения, а структура нижележащей толщи построена на основе экстраполяции этих данных и нескольких определений в скважинах.

Сейсмические исследования соляных структур Северного Прикаспия [3,4] в ряде случаев обнаруживают обратный характер изгибов слоев надсолевого и подсолевого комплексов. Проведенное нами численное моделирование солевого диапиризма, с представлением среды несжимаемой, однородно вязкой ньютоновской жидкостью, показало закономерное возникновение в подсолевом комплексе подобных инверсионных складок в результате деформаций, обусловленных всплыванием низкоплотных объемов соленосной толщи [5].



Разрез солянокупольных структур Астраханского свода

Структурное моделирование, представленное в настоящей работе, выполнено исключительно по скважинным данным, без привлечения результатов интерпретации сейсморазведки и каких бы то ни было предположений и теоретических представлений. Полученные результаты, хотя и не позволяют с полной уверенностью утверждать, что инверсионная складчатость проявлена на исследованном участке, но и не противоречат этой концепции — как видно из Рисунка 1, надсолевые и подсолевые слои изогнуты противоположным образом.

### Список литературы

1. Edward Stolz, Giovanni Spampinato & John Davidson (2019) A statewide 3D geological model for New South Wales, ASEG Extended Abstracts, 2019:1, 1-4, DOI: 10.1080/22020586.2019.12073222
2. Василенко В. А. Слайны: теория, алгоритмы, программы / В. А. Василенко // Новосибирск: Наука, 1983. 214 с.
3. Чердабаев Ж. М. Структурно-тектоническое районирование подсолевых осадочных комплексов северо-восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины (по материалам сейсморазведки) / Ж. М. Чердабаев // Геофизика. 2010. № 3. С. 30–35.
4. Тимурзиев А. И. Особенности строения и механизм формирования соляных диапиров Астраханского свода / А. И. Тимурзиев // Геофизика. 2007. № 6. С. 16–29.
5. Лунёв Б. В. Механизм развития инверсионной складчатости в подсолевом комплексе / Б. В. Лунёв, В. В. Лапковский // Физика Земли, 2014. № 1. С. 59-65.

## О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ ЛЕНО-АНАБАРСКОГО ПРОГИБА И СОПРЕДЕЛЬНОЙ АКВАТОРИИ МОРЯ ЛАПТЕВЫХ

К. А. Павлова

*ИПНГ СО РАН, Якутск*

**Аннотация.** В рамках данной работы на основе теоретических исследований по комплексному анализу геолого-геофизических данных актуализированы научные представления о строении шельфа моря Лаптевых. Подтверждены и дополнены выводы по исследованиям прошлых лет о гораздо более широком распределении палеозойских отложений в истории формирования земной коры, установлено отсутствие северо-западной ветви мезозойской складчатости на юге моря Лаптевых. Наличие надвиговых дислокаций в пределах о. Котельный представляется важным для расшифровки структуры и оценки нефтегазоносности прилегающих участков шельфа моря Лаптевых.

**Ключевые слова:** Лено-Анабарский прогиб, море Лаптевых, шельф, осадочный чехол, надвиг.

## ON THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE JOINT ZONE OF THE LENO-ANABAR TROUGH AND THE ADJACENT WATER AREA OF THE LAPTEV SEA

K. Pavlova

*Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the RAS, Yakutsk*

**Annotation.** In the framework of this work, based on theoretical studies on the integrated analysis of geological and geophysical data, scientific ideas about the structure of the Laptev Sea shelf were updated. The conclusions from studies of past years on a much wider distribution of Paleozoic sediments in the history of the earth's crust formation are confirmed and supplemented, the absence of the northwestern branch of the mesozoic in the south of the Laptev Sea was established. The presence of thrust dislocations within the Kotelny Island is important for deciphering the structure and assessing the oil and gas content of the adjacent sections of the Laptev Sea shelf.

**Key words:** Leno-Anabar trough, Laptev Sea, shelf, sedimentary cover, thrust.

В последние десятилетия в России и за рубежом все более пристальное внимание уделяется изучению Арктического нефтегазоносного пояса. Открытие Центрально-Ольгинского месторождения, доказывает перспективность поиска залежей углеводородов на шельфе моря Лаптевых. Также о потенциальной нефтегазоносности исследуемой территории свидетельствуют многочисленные проявления нефти, газа и битумов, установленные в пределах Лено-Анабарского прогиба в отложениях широкого стратиграфического диапазона.

На данном этапе изученности (в условиях отсутствия глубокого бурения) однозначного расчленения разреза осадочного чехла исследуемой территории не представляется возможным. В основном информацию о геологическом строении этого региона дают данные сейсмо-

разведочных работ. Однако, чрезвычайно сложная разломная структура Лаптевского бассейна затрудняет уверенное прослеживание опорных отражающих горизонтов. Это обстоятельство порождает разнообразие и противоречивость моделей строения осадочного чехла.

В настоящее время существует четыре точки зрения на стратиграфический диапазон осадочного чехла шельфа моря Лаптевых: верхнерифейско-кайнозойский в западной и центральной, апт-кайнозойский — на восточной частях шельфа [1, 2, 3]; позднепалеозойско-кайнозойский (герцинский фундамент) в западной и центральной, апт-кайнозойский — на восточной частях шельфа [4]; апт-кайнозойский с позднекиммерийским фундаментом [5]; кайнозойский [6].

Настоящая работа представляет собой результат обобщений накопившихся к настоящему времени достаточно обширных геологических и геофизических сведений, проанализированных в свете концепции о продолжении на шельф моря Лаптевых блока Сибирской платформы. В этом случае возраст фундамента считается раннепротерозойским, а осадочный чехол состоит из верхнемелового-кайнозойского (плитного), визейско-нижнемелового и рифейско-нижнекарбонowego (параплатформенных) комплексов. На востоке моря Лаптевых (Восточно-Лаптевская область) осадочный чехол залегает на позднекиммерийском складчатом основании и, следовательно, его возраст верхний мел — кайнозой.

Палеозойско-мезозойский осадочный чехол на шельфе моря Лаптевых перекрыт наложенным кайнозойским структурным ярусом, образовавшимся в результате раскрытия Евразийского бассейна на рубеже позднего мела и палеогена [7]. Позднемеловой-кайнозойский этапы рифтогенеза в пределах всей Арктической геодепрессии привели к погружению территории современной Лаптевской плиты, формируя на нем рифтовые системы субмеридионального направления в виде узких трогов, разделяющих в настоящее время шельфы моря Лаптевых и Восточно-Сибирского моря [8].

Исходя из того, что северная континентальная зона интерпретируется как южный борт Оленекской синеклизы [9], строение доверхнемеловых отложений последней представляется аналогичным со строением доверхнемелового разреза Лено-Анабарского прогиба.

Осадочный чехол Лено-Анабарского прогиба включает в себя отложения широкого стратиграфического диапазона — от среднего рифея до кайнозоя. По имеющимся данным глубокого бурения и геофизических работ, здесь выделяются два крупных структурных яруса — верхнерифейско-среднепалеозойский (терригенно-карбонатный) и верхнепалеозойско-мезозойский (преимущественно терригенный).

В последние годы в результате целевых научных исследований по прогнозу нефтегазоносности шельфа Арктических морей Институтом проблем нефти и газа СО РАН многие вопросы истории геологического развития обширной области сочленения Восточно-Азиатского континента и прилегающих морей Восточной Арктики интерпретируются по-иному и не редко существенно отличаются от предшествующих научных представлений. В частности, краевые поднятия вдоль побережья моря Лаптевых, рассматриваются как внутриплатформенные структуры, связанные с проявлением субширотных разломов со сдвиговой составляющей.

Кроме того, в разрезе Усть-Оленекской скважины представлены отложения ордовика и силура, которые полностью отсутствуют в разрезах скважин, пробуренных в юго-восточной части Лено-Анабарского прогиба, отстоящих от побережья на расстояние 50–100 км. Очевидно, область прогибания и осадконакопления существовала в пределах Лаптевского блока.

На о. Котельный разрез сложен отложениями от ордовика до современных. Однако он представлен не в полном стратиграфическом объеме: из разреза выпадают пермские, средне- и верхнеюрские отложения. Здесь прямыми полевыми наблюдениями и тектонофизическими реконструкциями К. И. Микуленко и др. [10] установлено наличие надвиговых структур.

А также ими высказано предположение о возможном участии взбросо-надвиговых дислокаций в строении прилегающих участков шельфа моря Лаптевых.

На северо-востоке Якутии в пограничной зоне «континент-океан» вдоль арктического побережья от дельты р. Лена до устья р. Индигирка по геолого-геофизическим данным разных лет выделяется субширотная цепочка приморских впадин (прогибов), открытых в сторону моря Лаптевых. Предполагается, что все они являются окраинными частями единой более крупной депрессии, преобладающая часть которой находится в пределах шельфа.

Таким образом, территория шельфа моря Лаптевых, до формирования Северного Ледовитого океана и арктических морей, развивалась в платформенном режиме, как единое целое в составе Сибирской платформы. Полученные данные, основанные на ограниченном фактическом материале и связанные преимущественно с теоретической проработкой значительного объема опубликованных источников информации, соответственно имеют предварительный характер.

### Список литературы

1. Иванова Н. М. Данные о геологическом строении шельфа моря Лаптевых по материалам сейсмических исследований / Н. М. Иванова, С. Б. Секретов, С. И. Шкарубо // *Океанология*. 1989. Т. XXIX. Вып. 5. С. 789–795.
2. Лазуркин Д. В. Нефтегеологическое районирование Восточно-Арктического шельфа России. / Д. В. Лазуркин, О. И. Супруненко // *Отечественная геология*. 1996. № 5. С. 55.
3. Ким Б. И. Осадочный чехол шельфа моря Лаптевых и его нефтегазовый потенциал / Б. И. Ким, Н. К. Евдокимова, Л. Я. Харитоновна, М. Н. Иванова, Л. А. Полищук // *Геология нефти и газа*, 2011, № 6. С. 116–131.
4. Малышев А. Н. Результаты переинтерпретации объединенных сейсмических данных по акватории моря Лаптевых / А. Н. Малышев, Е. М. Барина, Б. И. Ихсанов, А. А. Бородулин, В. В. Обметко // *Геология полярных областей Земли. Материалы XLII тектонического совещания*. Т. 2, 2009. С. 30–32.
5. Виноградов В. А. К вопросу о тектонической природе фундамента юго-западной части моря Лаптевых / В. А. Виноградов, С. С. Драчëв // *Доклады РАН*. 2000. Т. 372, № 1. С. 72–74.
6. Franke D. The Laptev Sea Rift / D. Franke, K. Hinz, O. Onchen // *Marine Petrol. Geol.* 2001. V. 18. № 10. P. 1083–1127.
7. Драчев С. С. Тектоника рифтовой системы дна моря Лаптевых // *Геотектоника*. 2000. № 6. С. 43–58.
8. Сафронов А. Ф. Начальные геологические ресурсы углеводородов шельфа моря Лаптевых / А. Ф. Сафронов, А. И. Сивцев, О. Н. Чалая, И. Н. Зуева, А. Н. Соколов, Г. С. Фрадкин // *Геология и геофизика*, 2013. Т. 54, № 8. С. 1275–1279.
9. Сафронов А. Ф. Генетическая природа Лено-Анабарского нефтегазоносного осадочного бассейна // *Осадочные бассейны и их нефтегазоносность. Тез. докл. М., Изд-во Моск. ун-та*, 1981. С. 64–65.
10. Микуленко К. И. Геология и нефтегазоносность арктических районов Западной Якутии / К. И. Микуленко, В. С. Ситников, Р. М. Скрябин, К. В. Тимиршин. Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1997. 178 с.



УДК 553.98  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-39-42

## ФОРМИРОВАНИЕ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА В ГРАНИТАХ \*

**В. И. Попков, И. В. Попков**

*Кубанский государственный университет, г. Краснодар*

**Аннотация.** Рассмотрены факторы, контролирующие формирование емкостных свойств гранитов. Определена роль явлений термоусадки гранитного массива в формировании резервуаров нефти в магматических породах.

**Ключевые слова:** гранитная интрузия, контракция, термоусадка, коллектор, резервуар, залежь нефти.

## FORMATION OF VOID SPACE IN GRANITES

**V. I. Popkov, I. V. Popkov**

*Kuban State University, Krasnodar*

**Annotation.** The factors controlling the formation of the capacitance properties of granites are considered. The role of the phenomena of heat shrinkage of the granite massif in the formation of oil reservoirs in igneous rocks is determined.

**Key words:** granite intrusion, contraction, heat shrinkage, reservoir, reservoir, oil deposit.

Гранитоидные интрузии стали привлекать пристальное внимание геологов-нефтяников в последние десятилетия, особенно после открытия в них крупных скоплений углеводородов (УВ) на Вьетнамском шельфе. Одним из слабо разработанных вопросов остается проблема формирования пустотного пространства в интрузивных массивах. В этом отношении интерес могут представлять научные работы геологов-рудников.

Установлено, что при внедрении магматического расплава в относительно холодные вмещающие породы по краю интрузива образуется зона быстрого охлаждения, в пределах которой магма твердеет, превращаясь в сравнительно мелкозернистую породу — «зону закалки» [1,2]. В соответствии с геотермическим градиентом быстрее охлаждаются верхние части интрузивов, особенно их апикальные части, где образуется наиболее мощная «зона закалки», являющаяся подобием жесткой аркообразующей конструкции. Такие формы, как известно, обладают повышенной несущей способностью. В то же время внутри камеры продолжает существовать жидкий расплав. По расчетным и экспериментальным данным сокращение его объема к моменту образования твердой фазы составляет около 8,4 %. Следовательно, в процессе застывания магмы будет осуществляться отрыв кристаллизующегося и оседающего расплава от твердой коры закалки с появлением свободного пространства, где и возника-

---

© В. И. Попков, И. В. Попков, 2021

\* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Администрации Краснодарского края, проект 19-45-230005 p\_a и проекта РФФИ 19-05-00165\_a.

ют полости в образующемся кристаллическом массиве. Подобное явление хорошо изучено и в литейном деле.

Возникающие в процессе усадки гранитов поля напряжений и сопутствующие им контракционные трещины хорошо изучены на примере многих массивов [3]. Тектонофизический анализ позволил выявить различные типы контракционных трещин, установить закономерности их распределения и ориентировки. Выявлены два основных вида трещин: пологие трещины отрыва, локализующиеся в апикальных частях гранитных массивов, и субвертикальные трещины скола — в более глубоких его горизонтах. Эндокинетическая, контракционная природа первого типа трещин доказывается расположением их только в пределах собственно гранитного интрузива и зависимостью ориентировки и плотности от морфологии его кровлевой поверхности.

По данным [1,2] образование контракционных трещин начинается уже на магматической стадии, проявляясь в виде так называемых горячих трещин. Увеличение растягивающих напряжений по мере охлаждения интрузива после его кристаллизации ведет к развитию пологих трещин отрыва, затухающих на глубине 150-200 м от его кровли. Максимальное их число приходится на локальные куполовидные выступы интрузии, снижаясь в вогнутых участках. Причиной этого является неравномерная концентрация растягивающих напряжений и зависимость поля напряжений от формы кровли, что связано с различной скоростью теплоотдачи этих участков, неравномерностью охлаждения и проявлением «арочного эффекта».

В условиях закрытой системы, какой является остывающий интрузив, растяжение в верхних его частях приводит к сжатию в более глубоких горизонтах в результате суммарного влияния гравитационного эффекта и внутренних напряжений в интрузиве [3]. В результате этого образуются субвертикальные сколовые трещины, относящиеся к группе трещин глубинной контракции [4]. Природа сил, обуславливающих возникновение этих трещин, также термоусадочная. Причина смены субгоризонтальных трещин отрыва, развитых в верхних прикупольных частях интрузива, на сопряженные крутопадающие сколы в более глубоких его участках, очевидно, связано с тем, что в более глубоких зонах перестает действовать «арочный эффект», и в более стесненных условиях вертикальная (гравитационная) составляющая реализуется в виде субвертикальных сдвижений, характерных для внутренних частей системы «интрузив — надинтрузивная зона» [4]. Данная закономерность может быть использована как дополнительный критерий для оценки глубины эрозионного среза интрузива.

Последующие инъекции новых порций магматических расплавов в интрузию могут приводить к подновлению трещин первично контракционного генезиса, возникновению новых и более крупных трещин и последующему импульсному их раскрытию [3].

Таким образом, в пределах гранитных интрузий возможно формирование полостей еще на стадии кристаллизации расплава. Последующие тектонические движения приводят к образованию новых систем трещин, разрывов, пересекающих гранитный массив, по которым происходит циркуляция агрессивных растворов, приводящая к выщелачиванию ранее образовавшихся минералов с увеличением диаметра пустот. В итоге создается природный резервуар, который при определенных условиях может быть заполнен УВ. Последний может сочетать в себе элементы как пластового, так и жильного характера [5,6,7]. Описанные закономерности распространения трещин отрыва и скола в гранитном массиве могут определять преобладающие пути и направления фильтрации флюидов, что необходимо учитывать при разработке месторождения. Наиболее благоприятные условия для формирования скоплений УВ в гранитных массивах, при прочих равных условиях, имеются в их прикупольных частях.

Первый опыт целенаправленного поиска месторождений нефти и газа в гранитах фундамента в СССР был получен на п-ове Мангышлак, где в 1981 г. было открыто месторождение

Оймаша [9]. На его примере была разработана оригинальная модель залежи нефти в гранитоидном массиве, введены в геологию резервуаров УВ такие понятия, как «явления термоусадки», «тектоно-кесонный эффект» и др. [5,7], привнесенные нами из рудной геологии.

Изложенные выше закономерности формирования пустотного пространства в гранитах проявляются здесь достаточно отчетливо. Так, изучение kernового материала показало, что все притоки получены из сильно трещиноватых и гидротермально измененных пород, имеющих локальное распространение. Обработка материалов ГИС, анализ керна и результатов опробований в скважинах указывают на расслоенность гранитного массива, наличие толщ с различными петрофизическими свойствами. Обнаружены пластообразные тела с повышенными коллекторскими свойствами, достаточно четко прослеживающиеся по разрезу и площади [5,6,8].

Граниты верхней части массива в тех случаях, когда они не подверглись интенсивной эрозии, сложены плотными мелкозернистыми разностями. Породы рассечены многочисленными трещинами, залеченными кварцем, кальцитом, рудными минералами, битумом. Максимальные значения мощности этой зоны достигают 60-100 м. Ниже выделяется зона, где развиты преимущественно крупнозернистые разности пород, а также порфириовидные граниты с кристаллами полевых шпатов до 1,5-3,0 см, иногда 5,0 см. Для гранитов этой зоны характерны глинизация, пелитизация, серицитизация и хлоритизация полевых шпатов, наблюдается разрушение биотита с образованием вторичного мусковита. Плотность пород составляет 2,54-2,69 г/см<sup>3</sup>. Открытая пористость колеблется от 3,4 до 7 %, достигая иногда 12,4 %.

Ниже по разрезу, в тех случаях, когда скважина не подсекает разрывное нарушение, залегают практически не измененные граниты. Величина открытой пористости резко снижается (0,24–0,46), а плотность возрастает (2,65–2,71 г/см<sup>3</sup>). Отмеченные неоднородности в строении гранитного массива находят отражение в геофизической характеристике разреза. Для средней зоны или зоны разуплотнения, свойственны резкие колебания величин сопротивления, увеличение диаметра ствола скважин. Неизменным разностям пород присущи монотонная запись электрокаротажа и близкий к номинальному диаметр скважин. При вскрытии зоны разуплотнения отмечаются увеличение скорости проходки скважин, поглощения промывочной жидкости (иногда интенсивные), газопроявления, значительное уменьшение градиента гидроразрыва пласта.

Таким образом, резервуар УВ в гранитной интрузии Оймаша несет в себе элементы как пластового, так и жильного характера. Образование пластообразной зоны разуплотнения связано, прежде всего, с термоусадкой гранитоидной магмы, в то время как жильной зоны — с разрывными нарушениями.

### Список литературы

1. Осипов М. А. Контракция гранитоидов и эндогенное минералообразование / М. А. Осипов. М.: Наука, 1974. 158 с.
2. Осипов М. А. Полости и трещины магматической стадии формирования интрузивов гранитоидов / М. А. Осипов // Известия АН СССР. Серия геологическая. 1978. С. 26–39.
3. Белов С. В. Анализ полей напряжений при образовании постмагматических трещин контракции в куполе гранитов Караобинского интрузива / С. В. Белов // Известия АН СССР. Серия геологическая. 1982. № 12. С. 101–111.
4. Лаумулин Т. М. Редкометалльные структуры в геотектоногенах Казахстана / Т. М. Лаумулин. Алма-Ата: Наука, 1977. 200 с.

5. Попков В. И., Рабинович А. А., Туров Н. И. Модель резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве / В. И. Попков, А. А. Рабинович, Н. И. Туров // Геология нефти и газа. 1986. № 8. С. 27–31.
6. Попков В. И., Серебряков А. О. Нетрадиционные нефтегазоносные объекты / В. И. Попков, А. О. Серебряков. Астрахань: Издательский дом «Астраханский университет», 2009. 183 с.
7. Попков В. И., Дорофеев В. И., Дорофеева Л. Е., Малютина А. Е. Факторы, контролирующие образование фильтрационно-емкостных свойств в гранитном массиве месторождения Оймаша / В. И. Попков, В. И. Дорофеев, Л. Е. Дорофеева, А. Е. Малютина / Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. 2004. № 3(9). С. 297–298.
8. Попков В. И. Нефтегазоносность фундамента Скифско-Туранской платформы / В. И. Попков // Геологія і геохімія горючих копалин. 2017. № 1–2 (170–171). С. 202–203.
9. Попков В. И. Перспективы поисков залежей нефти и газа в породах фундамента Мангышлака / В. И. Попков // Освоение нефтяного Мангышлака. Грозный, 1981. С. 7–11.

## ЛИТОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВЕРХНЕЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВОЙ ТОЛЩИ НИЖНЕГО ТЕЧЕНИЯ Р. АНАБАР КАК ИНДИКАТОРЫ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ \*

А. Ю. Попов, Л. Г. Вакуленко, Б. Л. Никитенко

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

**Аннотация.** На основе анализа литогеохимических особенностей верхнеюрско–нижнемеловых отложений нижнего течения р. Анабар прослежены закономерности изменения химического состава и условий формирования содиемыхайнской и нижней части буолкалахской свит. Выполнена химическая классификация пород. Установлены особенности изменения состава и интенсивности химического выветривания по мере формирования отложений. Для алеврито-глинистых отложений буолкалахской свиты проведена оценка изменения солёности и окислительно-восстановительных условий придонных вод палеобассейна.

**Ключевые слова:** литогеохимия, источники сноса, условия осадконакопления, верхняя юра, нижний мел, Средняя Сибирь, Арктика.

## GEOCHEMICAL FEATURES OF THE UPPER JURASSIC-LOWER CRETACEOUS OF THE LOWER REACHES OF THE ANABAR RIVER AS INDICATORS OF SEDIMENT FORMATION CONDITIONS

A. Yu. Popov, L. G. Vakulenko, B. L. Nikitenko

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk,  
Novosibirsk state university, Novosibirsk*

**Annotation.** Based on the analysis of the geochemical features of the Upper Jurassic-Lower Cretaceous deposits of the lower reaches of the Anabar River, the regularities of changes in the chemical composition and conditions of the formation of the Sodiemyha and lower parts of the Buolkalakh Formations are traced. The chemical classification of rocks is performed. The features of changes in the composition and intensity of chemical weathering as deposits form are established. The changes in salinity and redox conditions of the bottom waters of the paleobassin were estimated for the silt-clay deposits of the Buolkalakh Formation.

**Key words:** geochemistry, sources rocks, sedimentation conditions, Upper Jurassic, Lower Cretaceous, Middle Siberia, Arctic.

В связи с потенциальной нефтегазоносностью лаптевоморского шельфа весьма актуальными остаются всесторонние исследования арктических территорий Средней Сибири. Со-

---

© А. Ю. Попов, Л. Г. Вакуленко, Б. Л. Никитенко, 2021

\* Работа выполнена при финансовой поддержке проектов РНФ № 18-17-00038 и 19-17-00091, ФНИ № 0331-2019-0021.



гласно одной из точек зрения осадочный чехол западной и центральной частей моря Лаптевых сложен продолжающимися отложениями Сибирской платформы. В этом случае значительный интерес в плане нефтегазоносности будут представлять погруженные толщи палеозоя и мезозоя, в частности, горизонты верхней юры — низов нижнего мела. В нижнем течении р. Анабар расположен сводный юрско–меловой разрез, являющийся опорным для верхней части бата — верхней юры западной части Нижнеленского фациального района Обь-Ленской фациальной области [1]. В рамках комплексных исследований этого разреза были проанализированы литогеохимические характеристики содиемыхаинской (верхи бата–низы верхнего оксфорда) и нижней части буолкалахской свиты (верхи верхнего оксфорда–бореальный берриас) общей мощностью более 25 м.

Содиемыхаинская свит сложена преимущественно алеврито-песчаными породами, представленными кварцево-полевошпатовыми, реже полевошпато-кварцевыми граувакковыми. В ее нижней части присутствует линзовидный маркирующий пласт (до 1 м), сложенный несортированными разномерными породами, обогащенными железосодержащими компонентами — сидеритовыми конкрециями, гетит-шамозитовыми оолитами и бобовинами (келловей). Буолкалахская свита имеет существенно алеврито-глинистый состав, а в ее основании залегает регионально развитый маркирующий глауконитовый пласт (0.5–1 м) с карбонатно-фосфатными конкрециями, большим количеством разномерных растительных остатков, ростров белемнитов (верхи верхнего оксфорда — кимеридж). Перекрывающие глауконитовый пласт глинистые слои (0.5–1 м) (нижне-средневожский подъярус) содержат редкую мелкоалевритовую примесь, глауконитовые и шамозитовые зерна и их обломки. Выше по разрезу в глинах наблюдается постепенное увеличение доли алевритовой примеси, появляется мелкопесчаная фракция. Глинистое вещество глауконитового пласта представлено преимущественно сильно разупорядоченным смектитом (70–80 %), а также диоктаэдрической слюдой и Fe-Mg хлоритом. Вышележащие глинистые слои имеют схожий состав. В глинистом веществе основной части свиты начинает преобладать слюда мусковитового типа 2M1 (50–60 %), в меньшей степени развит Fe-Mg хлорит (25–40 %), доля разупорядоченного смектита падает до 15–20 %.

На классификационных диаграммах [2] и [3] практически все фигуративные точки изученных алеврито-песчаных пород содиемыхаинской свиты сосредоточены в полях граувакк и вакк соответственно. Точки пород маркирующего пласта расположились на границе железистых сланцев и железистых песчаников [3]. На той же диаграмме фигуративные точки пород низов буолкалахской свиты и вышележащие алеврито-глинистые породы попали в поля железистых и обычных сланцев соответственно.

Анализ петрохимических модулей [4] показал, что породы основной части содиемыхаинской свиты относятся к сиаллитам нормально щелочного класса. Породы маркирующего пласта отнесены к гипогидролизатам. Породы базальных слоев буолкалахской свиты также классифицированы, как гипергидролизаты, а вышележащие алеврито-глинистые породы отнесены к сиаллитам нормально-гидролизатного класса. Осадконакопление происходило при умеренной интенсивности химического выветривания в источниках сноса, увеличивающейся в периоды формирования маркирующих пластов. Для всех изученных пород характерны ненарушенные положительная корреляция модулей ТМ–ЖМ и отрицательная НКМ–ГМ, что может свидетельствовать о существенном содержании в них компонентов первого цикла седиментации [4]. Кроме того, на весьма низкую седиментационную зрелость алеврито-песчаных пород указывают невысокие показатели отношения  $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3$ . Таким образом, можно утверждать, что геохимическая специфика изученных отложений в значительной степени определена составом питающих провинций.

Распределение по разрезу содержания в породах свит редких и рассеянных элементов в целом близко к эталонным показателям для средней мезо–кайнозойской граувакки К. Конди [5] и PAAS [6] для алеврито-песчаных и алеврито-глинистых пород соответственно. Спектры распределения для маркирующих пластов нижних частей свит указывают на увеличение влияния продуктов разрушения магматических пород основного, отчасти ультраосновного состава в периоды их формирования.

На генетической диаграмме [7], характеризующей основной состав материнских толщ, фигуративные точки пород юрiongтумусской свиты попали в поле изверженных кислых пород, а практически все точки содиемыхинской сосредоточились в поле изверженных средних пород, точки пород маркирующего пласта обособились в поле изверженных основных пород. Фигуративные точки базального глауконитового пласта буолкалахской свиты и перекрывающих его глин также попали в поле изверженных пород основного состава, а вышележающих алеврито-глинистых пород сосредоточились вблизи границы полей осадков богатых кварцем, а также изверженных пород кислого и среднего составов. Таким образом, можно отметить максимальный вклад в формирование изученных отложений пород кислого и среднего составов при снижении вклада пород кислого состава и увеличение роли пород основного состава в период формирования маркирующих пластов. Подобные выводы можно сделать при анализе расположения фигуративных точек на диаграмме La/Sc–Th/Co [6].

Оценка наличия в изученных породах эксгальционного материала показала, что значения отношения  $(Fe+Mn)/Ti$  [8] для всех изученных пород ниже предложенных граничных значений, что говорит об отсутствии признаков влияния эксгальтивных процессов на формирование осадков.

Для алеврито-глинистых пород буолкалахской свиты также проанализирован ряд индикаторных отношений. Оценки палеосолености придонных вод проводилась путем анализа отношения Sr/Ba [9]. Полученные значения свидетельствуют об относительном снижении солености вод палеобассейна при формировании основной части свиты. Для нижних слоев отношение неинформативно. В качестве показателя окислительно-восстановительных условий придонных вод оценивались отношения V/Cr [10, 11] и U/Th [11]. Полученные значения свидетельствуют об относительно дисокисных условиях при формировании глинистой нижней части свиты и окисных условиях при формировании основной ее части. С учетом литологических и палеонтологических данных, глауконитовый пласт накапливался в условиях заметной аэрации придонных вод. Значения индекса химического выветривания CIA [12] свидетельствуют о преобладании относительно прохладного климата ( $CIA < 70$ ) и умеренной интенсивности химического выветривания пород в источниках сноса, несколько возмужавшей в периоды формирования маркирующих пластов.

### Список литературы

1. Никитенко Б. Л., Шурыгин Б. Л., Князев В. Г., Меледина С. В., Дзюба О. С., Лебедева Н. К., Пещевецкая 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. 2013. Т. 54. № 8. С. 1047–1082.
2. Петтиджон Ф., Поттер П., Сивер Р. Пески и песчаники. М., Мир, 1976, 535 с.
3. Herron M. M. Geochemical classification of terrigenous sands and shales from core or log data // J. Sed. Petrol. 1988. V. 58. P. 820–829.
4. Юдович Я. Э., Кетрис М. П. Основы литохимии. СПб.: Наука, 2000. 479 с.

5. Condie K. C. Chemical composition and evolution of the upper continental crust: contrasting results from surface samples and shales // *Chem. Geol.* 1993. V. 104. P. 1–37.
6. Taylor S. R., McLennan S. M. *The Continental Crust: Its composition and evolution*. London: Blackwell, 1985. P. 320.
7. Bhatia M. R. Plate tectonics and geochemical composition of sandstones // *J. Geol.*, 1983. V. 91. P. 611–627.
8. Страхов Н. М. Проблемы геохимии современного океанского литогенеза. М.: Наука, 1976. 299 с.
9. Катченков С. М. Малые химические элементы в осадочных породах и нефтях. Л.: Гостоптехиздат, 1959. 271 с.
10. Эрнст В. Геохимический анализ фаций. Л.: Недра, 1976. 127 с.
11. Jones B., Manning D. A. C. Comparison of geochemical indices used for the interpretation of palaeoredox conditions in ancient mudstones // *Chem. Geol.* 1994. V. 111. P. 111–129.
12. Nesbitt H. W., Young G. M. Early Proterozoic climates and plate motions inferred from major element chemistry of lutites // *Nature*. 1982. V. 299. P. 715–717.

## ГЕОДИНАМИКА, ГЕОТЕРМИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ \*

**В. Б. Свалова**

*Институт геоэкологии им. Е. М. Сергеева РАН, Москва  
Геофизический институт — филиал ВНИИ РАН, Владикавказ*

**Аннотация.** Формирование и эволюция осадочного бассейна служит ключом для определения зон нефтегенерации осадочного чехла, что делает задачу изучения геодинамики осадочных бассейнов крайне важной и необходимой. Геодинамика рельефа поверхности определяется глубинными мантийными движениями. Механико-математическая модель динамики литосферы дает возможность количественно связать параметры формирующегося осадочного бассейна с подъемом мантийного диапира. Анализ геофизических полей геологических структур позволяет оценить подъем астеносферы, а разработанная самосопряженная термогравиметрическая модель литосферы делает эти оценки надежными и достоверными.

**Ключевые слова:** осадочные бассейны, моделирование, геотермия, гравиметрия, Прикаспийская впадина.

## GEODYNAMICS, GEOTHERMICS AND OIL-BEARING OF THE PRE-CASPIAN DEPRESSION

**V. B. Svalova**

*Sergeev Institute of Environmental Geoscience RAS, Moscow  
Geophysical Institute — the Affiliate of Vladikavkaz Scientific Centre RAS*

**Annotation.** Formation and evolution of sedimentary basin is the clue for oil-gas generation zones of sedimentary cover, that makes the problem of sedimentary basins geodynamics of great importance one. Geodynamics of relief is defined by deep mantle movements. Mechanical-mathematical model of the lithosphere dynamics gives possibility to link the basin parameters with mantle diaper upwelling. Analysis of geophysical fields gives opportunity to evaluate the asthenosphere upwelling, and elaborated self-conjugated thermo-gravimetric model makes this evaluation reliable and trustworthy one.

**Key words:** sedimentary basins, modeling, geothermics, gravity, Pre-Caspian Depression.

Анализ всего комплекса геологических и геофизических данных дает основания связать формирование и эволюцию Прикаспийской впадины с подъемом мантийного диапира.

---

© В. Б. Свалова, 2021

\* Работа выполнена при поддержке гранта Российского научного фонда (проект № 1947-02010, «Natural hazards and monitoring for mountain territories in Russia and India») и темы НИР (№ 0142-2014-0027 «Развитие теории и методов изучения новейшей тектоники и современной геодинамики платформенных и орогенных территорий применительно к оценке их безопасности»).

Для определения толщины литосферы Прикаспийской впадины и окружающих регионов предлагается использовать комплексную самосогласованную термогравиметрическую модель многослойной сплошной среды, описывающей в упрощенном виде строение осадочного чехла, консолидированной коры и верхней мантии геологической структуры.

Пусть геотермическое поле для установившегося процесса описывается стационарным уравнением теплопроводности с учетом только кондуктивного теплопереноса. На границах слоев выполняются условия непрерывности температур и тепловых потоков. Дневная поверхность характеризуется температурой 0 °С. Граница литосфера-астеносфера отождествляется с температурой плавления базальтов 1200 °С.

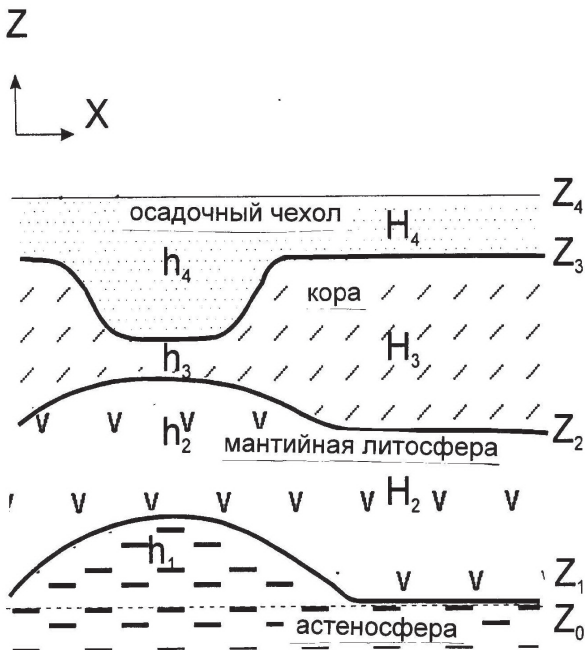
Итак:

$$\begin{aligned} \partial^2 T_i / \partial z^2 &= -Q_i / k_i, \\ T^* &= 0 \text{ } ^\circ\text{C}, T_* = 1200 \text{ } ^\circ\text{C}, \\ [T_i] &= 0, [k_i \partial T_i / \partial z] = 0, \end{aligned}$$

где  $k_i$  — средняя теплопроводность  $i$ -го слоя,  $Q_i$  — теплогенерация,  $T(x, z)$  — температура,  $x$  — горизонтальная координата,  $z$  — вертикальная координата.

Тогда для поверхностного теплового потока можно получить следующее выражение:

$$q^*(x) = - \frac{T_* + \sum_2^n h_i^2 Q_i / 2k_i + \sum_{i=2}^{n-1} h_i / k_i \sum_{j=i+1}^n h_j Q_j}{\sum_2^n h_i / k_i},$$



Схематический разрез литосферы Прикаспийской впадины и прилегающей части Восточно-Европейской платформы:  $Z_0$  — уровень изостатической компенсации в астеносфере,  $Z_1$  — граница литосфера-астеносфера,  $Z_2$  — граница Мохо,  $Z_3$  — поверхность фундамента,  $Z_4$  — дневная поверхность

где  $h_i(x) = z_i - z_{i-1}$  — толщина  $i$ -го слоя,  $n$  — число слоев,  $z_1(x)$  — граница литосфера-астеносфера,  $z_2(x)$  — граница Мохо,  $z_3(x)$  — поверхность фундамента,  $z_4(x)$  — дневная поверхность (для нерасчлененного осадочного чехла в упрощенной модели) (см. рисунок).

Так как радиоактивные элементы сосредоточены в основном в коре, то теплогенерацию в мантийной литосфере можно считать равной нулю  $Q_2 = 0$ . Тогда для толщины мантийной литосферы получим выражение:

$$h_2(x) = - \frac{T_* + q^* \sum_3^n \frac{h_i}{k_i} + \sum_3^n \frac{h_i^2 Q_i}{2k_i} + \sum_{i=3}^{n-1} \frac{h_i}{k_i} \sum_{j=i+1}^n h_j Q_j}{1/k_2 (q^* + \sum_3^n h_i Q_i)}$$

Таким образом, зная распределение поверхностного теплового потока  $q^*(x)$ , значения теплофизических характеристик слоев (теплопроводность и теплогенерация), а также глубину залегания поверхности фундамента и границы Мохо, можно определить глубину залегания астеносферного



слоя как в центре депрессии, так и в сопряженных областях Восточно-Европейской платформы.

Производя расчеты для характерных значений теплофизических характеристик и известных из геофизики границ, можно получить толщину литосферы в центре впадины порядка 110 км и для платформы около 180 км, т.е. подъем астеносферы под впадиной составляет около 70 км по сравнению с окружающими регионами. При расчетах использовались следующие характерные значения параметров: толщина осадочного чехла в центре впадины 24 км, на платформе 3 км. Толщина консолидированной коры 12 и 40 км, соответственно. Теплогенерация базальтов 0,5 мВт/м<sup>3</sup>, гранитов 2 мВт/м<sup>3</sup>, осадков 1 мВт/м<sup>3</sup>. Коэффициент теплопроводности гранитов и базальтов 2,5 Вт/(м К), терригенных осадочных пород 1,7–2,1 Вт/(м К), соли — 5,4–6,6 Вт/(м К), т. е. среднее для осадочного чехла 3 Вт/(м К).  $T = 1200\text{ }^{\circ}\text{C} = 1473\text{ }^{\circ}\text{K}$ ,  $q^* = 50\text{ мВт/м}^2$  для впадины и  $q^* = 40\text{ мВт/м}^2$  для платформы.

Рассмотрим теперь гравиметрическую модель литосферы. Будем считать Прикаспийскую впадину и Восточно-Европейскую платформу изостатически скомпенсированными структурами с уровнем компенсации в астеносфере. Тогда будем иметь следующую систему уравнений для впадины и платформы:

$$\begin{cases} \sum h_i \rho_i = \sum H_i \rho_i, \\ \sum h_i = \sum H_i. \end{cases}$$

Здесь  $\rho_i$  — плотности слоев. Первое уравнение характеризует равенство давлений на уровне изостатической компенсации для многослойной литосферы впадины ( $h_i$ ) и платформы ( $H_i$ ). Второе уравнение содержит предположение, что уровень изостатической компенсации для впадины и платформы совпадает. В частности, для упрощенной модели, состоящей из слоя астеносферы ( $h_1$ ), мантийной литосферы ( $h_2, H_2$ ), консолидированной коры ( $h_3, H_3$ ) и осадочного чехла ( $h_4, H_4$ ) можно получить величину выступа астеносферы под впадиной по отношению к уровню астеносферы под платформой  $h_1$  и разницу толщин мантийной литосферы для впадины и платформы  $H_2 - h_2$ :

$$h_1 = \frac{(\rho_4 - \rho_2)(h_4 - H_4) + (\rho_3 - \rho_1)(h_3 - H_3)}{\rho_2 - \rho_1},$$

$$H_2 - h_2 = \frac{(\rho_4 - \rho_1)(h_4 - H_4) + (\rho_3 - \rho_1)(h_3 - H_3)}{\rho_2 - \rho_1}.$$

Для характерных значений плотности  $\rho_4 = 2,3\text{ г/см}^3$  (осадочный чехол),  $\rho_3 = 2,7$  (гранит) —  $2,9\text{ г/см}^3$  (базальт),  $\rho_2 = 3,3\text{ г/см}^3$  (литосфера),  $\rho_1 = 3,4\text{ г/см}^3$  (астеносфера) и толщин слоев из предыдущей геотермической модели получаем  $h_1 \cong 70\text{ км}$ ,  $H_2 - h_2 \cong 60\text{ км}$ . Т.е. величина астеносферного выступа под впадиной из гравиметрической модели близка к значению, полученному из геотермической модели, что говорит о корректности моделей. То же самое можно сказать об утолщении мантийной литосферы под платформой. Одни и те же величины определяются двумя независимыми методами, что повышает надежность результата. В то же время, только геотермическая модель дает абсолютные значения толщины литосферы, а гравиметрическая только относительные изменения.

**ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ  
НИЖЕТРИАСОВЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НА СЕВЕРЕ  
ДЕНИСОВСКОЙ ВПАДИНЫ (ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ ПРОВИНЦИЯ)**

**Н. Н. Тимонина**

*Институт геологии ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар*

**Аннотация.** Проведенные исследования позволили обосновать выделение природных резервуаров аллювиального происхождения, детализировать строение песчаных тел, проанализировать вещественный состав песчаников, показать, что высокая изменчивость состава и структуры минералов цемента пород коллекторов связана с локальными фациально-палеогеографическими обстановками осадконакопления в условиях речной системы. Условия седиментации определили гранулометрический состав и окатанность обломков, степень их сортировки, конфигурацию и размеры первичных межзерновых пор. Постседиментационные преобразования привели к изменению первичного пустотного пространства. Процессы уплотнения, цементации, регенерации способствовали его сокращению, а растворение — увеличению за счет расширения межзерновых, образованию внутризерновых микропор перекристаллизованного глинистого цемента.

**Ключевые слова:** условия осадконакопления, фации, природный резервуар, песчаники, фильтрационные и емкостные свойства

**FORMATION FEATURES OF THE LOWER TRIASSIC RESERVOIRS  
IN THE NORTH OF THE DENISOV DEPRESSION  
(TIMANO-PECHORA OIL AND GAS BEARING PROVINCE)**

**N. N. Timonina**

*IG FRC Komi SC UB RAS, Syktyvkar*

**Annotation.** The studies carried out made it possible to substantiate the identification of natural reservoirs of alluvial origin, to detail the structure of sandy bodies, to analyze the composition of sandstones, to show that the high variability of the composition and structure of cement minerals in reservoir rocks is associated with local paleogeographic environments of sedimentation under the conditions of the river system. The sedimentation conditions determined the granulometric composition and roundness of the fragments, the degree of their sorting, the configuration and sizes of the primary intergranular pores. Postsedimentary transformations led to a change in the primary void space. The processes of compaction, cementation and regeneration contributed to its reduction, and dissolution — to its increase due to the expansion of intergranular, the formation of intragranular micropores of recrystallized clay cement.

**Key words:** sedimentary environments, facies, natural reservoir, sandstones, porosity and permeability.

Актуальность исследований определяется тем, что в настоящее время рациональная разработка месторождений невозможна без детальной характеристики факторов неоднородности, контролирующих особенности строения и потенциальной нефтеносности продуктивных горизонтов на различных уровнях, как в масштабе месторождения, так и в масштабе залежей. Нижнетриасовые породы-коллекторы формируют сложные залежи, с высоким содержанием глинистой составляющей, эффективная разработка которых требует специальных методов воздействия на пласт. Исследованию условий осадконакопления и их влиянию на особенности строения природных резервуаров посвящено большое число работ [1,2,3,4]

Целью исследований было детальное изучение структурных особенностей строения нижнетриасовых отложений и выявление литологических факторов, контролирующих потенциальную нефтеносность с учетом их локальной неоднородности, в том числе неоднородности цементации песчаников, изменчивости пустотного пространства.

К терригенным отложениям раннетриасового возраста приурочен ряд месторождений углеводородов Варандейское, Торавейское, Коровинское, Кумжинское и др., которые характеризуются значительными запасами [5,6]. Анализ состава и строения залежей, приуроченных к отложениям данного возраста, показывает исключительную сложность его строения, обусловленную резкой невыдержанностью, как по вертикали, так и по латерали. Большое разнообразие залежей, различающихся по размеру, внутреннему строению, вариации мощностей, фильтрационно-емкостных (коллекторских) свойств пород обуславливают необходимость выявления закономерностей изменения литолого-петрографических, емкостных и фильтрационных характеристик продуктивных пластов для прогноза распространения зон улучшенных коллекторов.

В основу работы были положены результаты геолого-геофизического исследования более 80 скважин, пробуренных в пределах ряда перспективных площадей и месторождений Шапкина-Юрьяхинского вала Денисовской впадины. Проведено детальное изучение отложений, включающее макроописание керн, изучение петрографического состава обломочных пород, минерального состава цемента песчаников, микрозондовые исследования и анализ фильтрационных и емкостных свойств пород.

Разрез нижнего триаса сложен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин с мало-мощными прослоями конгломератов. Последние залегают в основании выделенных толщ, где образуют прослой мощностью 0,2–0,5 м. Конгломераты мелко-среднегалечные, слабо отсортированы, с примесью гравийного материала.

Формирование терригенных отложений в триасовое время происходило в чрезвычайно сложных геологических условиях, определяющими среди которых были — активизация тектонических процессов и континентальный режим осадконакопления. Мощное воздымание Урала привело к усилению гидродинамической активности и расширению площади распространения речных систем, Предуральский прогиб существенно продвинулся к западу. В результате этого на значительном пространстве получили развитие предгорные фации — временные потоки, конусы выноса и т.д.[5]. Широкомасштабная вулканическая деятельность проявилась в образовании покровов базальтов и туфогенных пород. Все это оказало значительное влияние на процессы осадконакопления, определяя мощности и литолого-фациальный состав отложений. Интенсивный подъем Палеоурала и относительное погружение северо-западной части Печорской плиты привело к разветвлению русловых долин и смещению дельтовой зоны к западу. Раннетриасовая палеоречная система имела юго-восток — северо-западное направление течения.

В ходе седиментационного анализа продуктивных пластов был подтвержден аллювиальный генезис отложений и проведено дробное расчленение аллювиальных отложений с выделением фаций пристрежневой части русла, прирусловой отмели, прирусловых валов и вну-

тренней части поймы. Осадки стрежневой фации имеют подчиненное значение и небольшие мощности, они приурочены к нижним частям песчаного тела. В их составе диагностируются крупные обломки кремня, кварца, изверженных пород и глин, как принесенные течением реки в периоды паводков, так и образовавшиеся из коренных пород русла. Эти отложения приурочены к зоне наиболее интенсивного размыва русла реки и связаны с самой быстрой частью потока, их мощность редко превышает 0,2–0,5 метров.

Образования пристрежневой зоны русла [1] представлены средне- и крупнозернистыми песчаниками с крупной однонаправленно косослоистой текстурой, в основании слойков располагается грубозернистый материал. В зоне прирусловой отмели существовала более спокойная гидродинамическая обстановка, где накапливались мелкозернистые пески, прослойки алевролитов. Слоистость, как правило, подчеркнута зернами лейкоксена и рудных минералов, скоплениями чешуек слюды.

Отложения фаций прирусловых валов накапливались во время пика паводка, когда формировались песчаные прослойки, в периоды более низкого уровня воды здесь оседали глинистые частицы. В засушливые периоды эти отложения попадали в субаэральные условия, в результате чего на поверхности глинистого осадка появлялись трещины усыхания.

Отложения фаций прирусловых валов накапливались как во время пика паводка, когда формировались песчаные прослойки, так и в периоды более низкого уровня воды, когда оседали глинистые частицы. В засушливые периоды эти отложения попадали в субаэральные условия, в результате чего на поверхности глинистого осадка появлялись трещины усыхания.

К высокоемким коллекторам отнесены крупно- и среднезернистые песчаники, образовавшиеся в русловых условиях и характеризующиеся невысоким содержанием цемента преимущественно каолинового или хлоритового состава. Коллекторы III-IV класса [7] представлены мелко- и среднезернистыми песчаниками с поровым цементом, в составе которого диагностируются гидрослюда, хлорит, смектит или поровый каолинит. К низкоемким коллекторам V-VI класса отнесены мелкозернистые песчаники и алевролиты, сформировавшиеся в пойменных условиях и отличающиеся высоким содержанием минералов группы смектита в составе цемента. Преимущественно глинистые отложения, образовавшиеся в условиях внутренней части поймы, могут рассматриваться как локальные покрывки. Проведенная реконструкция условий осадконакопления, показала, что наиболее благоприятными емкостными свойствами отличаются отложения, относящиеся к базальным пластам нижней толщи триасовых отложений рассматриваемой площади.

Основными критериями при распознавании условий осадконакопления служат не только биологические, но и физические, химические характеристики осадка. К последним относятся состав обломочной части породы и аутигенные минералы, которые служат важными индикаторами среды осадконакопления. Дополнительными признаками условий накопления осадков являются соотношение различных элементов, содержание рассеянных элементов.

Следует обратить внимание, что дифференцированность состава и типа цемента требует индивидуального подхода, взвешенного выбора технологий при определении стратегии разработки месторождений и тщательного подбора комплекса методов, направленных на увеличение нефтеотдачи для различных участков месторождений.

## Список литературы

1. Collinson J.D. Alluvial sediments. In: Sedimentary environments and facies (Ed. H.G. Reading). Blackwell Scientific Publications, Oxford. UK. 1996. С. 37–82.

2. He M., Jin Z., Li T. D., Guo X. J., Yang T. Stratigraphic Framework and Microfacies of the Triassic Lower Karamay Formation in Districts I, III, NW Junggar, China // *Journal of Earth science*. 2014. 25 (60). С. 2003–2017.

3. Henares S., Caracciolo I., Fernandez J. J., Yeste L. M. Diagenetic constraints on heterogeneous reservoir quality assessment, a Triassic outcrop analog of meandering fluvial reservoirs // *AAPG Bulletin*. 2016. V. 100. N 09. С. 1377–1398.

4. Clay Mineral Cements in Sandstones. Edited by H. Worden and Sadoon Morad. International Association of Sedimentologists. 2003. 509 с.

5. Мораховская Е. Д. Триас Тимано-Уральского региона (опорные разрезы, стратиграфия, корреляция) // *Биохронология и корреляция фанерозоя нефтегазоносных бассейнов России*. СПб: ВНИГРИ, 2000. Вып. 1. 80 с.

6. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции Е. Л. Теплов, З. В. Ларионова, И. Ю. Беда, Е. Г. Довжикова, Т. И. Куранова, Н. И. Никонов, Г. А. Шабанова. ГУП РК ТП НИЦ, СПб.: ООО «Реноме», 2001. 286 с.

7. Ханин А. А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. Москва: Недра, 1976. 259 с.



## ОСОБЕННОСТИ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В КАТАГЕНЕЗЕ \*

В. Г. Эдер, А. Г. Замирайлова, А. Н. Фомин

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

**Аннотация.** Проведен сравнительный анализ разрезов баженовской свиты с различной степенью преобразованности органического вещества. Сделаны выводы, что в мезокатагенезе между периодами, отвечающими градациям МК<sub>1</sub><sup>2</sup> (140–170 °С) и МК<sub>2</sub> (170–195 °С) при увеличении температуры в толще продолжается генерация УВ, что способствует катагенетической доломитизации пород. При этом из пород кровли происходит миграция H<sub>2</sub>S вверх по разрезу во вмещающие отложения, за счет чего возникает дополнительная пиритизация вышележащих низкоуглеродистых отложений.

**Ключевые слова:** баженовская свита, доломит, катагенез, Западная Сибирь

## SOME FEATURES OF TRANSFORMATIONS OF THE BAZHENOV FORMATION ROCKS IN CATAGENESIS

V. G. Eder, A. G. Zamirailova, A. N. Fomin

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,  
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk.*

**Annotation.** A comparative analysis of the Bazhenov Formation sections with varying degrees of organic matter transformation has been carried out. It was concluded that in the catagenesis between the periods corresponding to the МК<sub>1</sub><sup>2</sup> (140–170 °С) и МК<sub>2</sub> (170–195 °С) gradations, with an increase of temperature in strata, hydrocarbon generation begins, which contributes to the catagenetic dolomitization of rocks. In this case, H<sub>2</sub>S migrated up section from the roof into the enclosing sediments that caused additional pyritization of the overlying low carbonaceous deposits.

**Key words:** Bazhenov Formation, lithology, dolomite, catagenesis, Western Siberia

Изучению особенностей доломитизации пород баженовской свиты (БС) посвящено значительное количество работ (Коробов и др., 2017; Немова, 2012; Балущкина и др., 2016; и др.). В.Д. Немовой (2012) установлено, что в районе Краснотеннинского свода и Фроловской мега-впадины апорадиоляриевые доломиты этой толщи являются основными коллекторами. Определено, что доломитизация радиоляритов происходила в катагенезе (Немова, 2012; Балущкина и др. 2016; Юрченко, 2019 и др.). Упомянутые выше исследования касаются анализа распространения карбонатов БС, как правило, одного из районов Западно-Сибирского бассейна (ЗСБ),

© В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова, А.Н. Фомин, 2021

\* Исследование выполнено при финансовой поддержке проектов ФНИ № 0331-2019-0021, № 0331-2019-0022).

в основном Красноленинского свода. Комплексного сравнительного анализа и выявления вторичной карбонатизации БС, а также закономерностей распределения основных компонентов пород с различной степенью катагенетической преобразованности органического вещества (ОВ) значительно удаленных друг от друга (сотни км) районов ЗСБ ранее не осуществлялось. Для исследования использовались данные литолого-геохимического исследования 32 скважин, расположенных в центральном и юго-восточном районах территории распространения баженовской свиты. Методики литолого-геохимического изучения пород подробно изложены в (Эдер и др., 2020), определения показателя отражения псевдовитринита в (Фомин, 2011).

В результате анализа закономерностей распределения литолого-геохимических характеристик, выделяются следующие группы разрезов:

1) Слабоизмененные разрезы БС ( $C/S > 3$ ), среднее содержание доломита  $< 4\%$ , содержание ОВ  $5-25\%$ . Встречаются в Юго-восточном и Южном районах (градации катагенеза  $МК_1^1-МК_1^2$ ,  $R_{vt}^o < 0,7\%$ ).

2) Среднеизмененные разрезы БС (1/2 обр.  $C/S > 3$ , 1/2 обр.  $C/S < 3$ ), среднее содержание доломита  $4-6\%$ , содержание ОВ  $5-25\%$ . Единичные разрезы Юго-восточного района, Центральный район ( $МК_1^2$ ,  $МК_2$ ,  $0,9 > R_{vt}^o > 0,7\%$ ).

3) Сильноизмененные разрезы БС ( $C/S < 3$ ), среднее содержание доломита  $> 6\%$ , содержание ОВ  $< 15\%$ . Центральный район ( $МК_2$ ,  $R_{vt}^o > 1\%$ ).

Таким образом, в направлении катагенетических преобразований от градации  $МК_1^2$  к  $МК_2$  в баженовской свите наблюдаются следующие тенденции: а) увеличение количества известково-доломитовых прослоев и возрастание содержания в них доломита (от  $< 15\%$  к  $> 15\%$ ); б) уменьшение содержания ОВ в целом по разрезу (от  $15-25\%$  до  $12-15\%$ ); в) уменьшение содержания ОВ и серы сульфидной в пирит-керогеновой пачке у кровли БС (с  $20-25\%$  каждого компонента, до  $12-15\%$ ); д) понижение значений отношения  $C/S$  (от  $> 3$  до  $< 2$ ); е) увеличение (от нескольких см до нескольких метров) мощности пиритовой пачки в зоне перехода в перекрывающие БС вышележащие отложения и возрастания содержания пирита в ней (от  $< 15\%$  до  $> 15\%$ ).

Свидетельства катагенетической доломитизации известны в отложениях различного возраста (Bausch, Hoefs, 1972; Mastuda, Iijima, 1989; Farr, 1992 и др.). По данным И. Н. Ушатинского и О. Г. Зарипова (1978, с. 94) в «разрезе нефтеносных пластов распределение карбонатных и карбонатизированных пород упорядоченное. Они приурочены к прослоям слабофильтрующих отложений (глины и др.), что связано с оттеснением поровых вод поступающими в ловушки УВ». Согласно этим авторам, в общем случае наиболее важным реагентом при образовании доломита в нефтегазоносных отложениях следует считать уголекислоту органического происхождения, возникшую при преобразовании ОВ и взаимодействии углеводородов с поровыми водами. «За счет уголекислоты щелочной резерв поровых вод резко повышается, что способствует усилению мигрантоспособности ионов магния, которые накапливались в отдельных участках породы, приводят к доломитизации кальцита» (Ушатинский, Зарипов, 1978, с. 94). Идея о том, что главнейшим фактором в механизме диагенетического доломитообразования является повышение щелочного резерва за счет усиленного поступления в воду  $CO_2$  ранее предложена Н. М. Страховым (1960) и позднее поддержана многими исследователями, в том числе Я. Э. Юдовичем и М. П. Кетрис (2008). Многие авторы (Юдович, Кетрис, 2008; Коробов, 2017; и др.) полагают, что освобождающийся в катагенезе при трансформации глин Mg (Са и Mg) может также участвовать в образовании гидротермального (гидротермально-метасоматического) доломита. Вероятно, в БС мы имеем дело с процессами, описанными выше. Образование уголекислоты в процессе преобразования УВ, впоследствии вступившей в химическую реакцию с магнием поровых вод, способствовало доломитизации известковых или кремнистых прослоев или линз.

В результате проведенного исследования сделаны выводы, что в мезокатагенезе между периодами, отвечающими градациям  $МК_1^2$  и  $МК_2$  при увеличении температуры в толще начинается генерация УВ, что способствует катагенетической доломитизации пород в БС. При этом из пород кровли происходит миграция УВ и  $H_2S$  вверх по разрезу во вмещающие отложения. Таким образом, БС, особенно ее кровля, становится относительно обедненной ОВ (менее 15 %), многие интервалы разреза доломитизируются, над кровлей образуется относительно мощный (несколько м) пиритовый пласт за счет пиритизации, которая происходила в два этапа: на стадии диагенеза и градации катагенеза  $МК_2$ .

### Список литературы

1. Балущкина, Н. С. Условия образования и нефтенасыщенность карбонатных коллекторов баженовской и абалакской свит / Балущкина Н. С., Юрченко А. Ю., Калмыков Г. А., Коробова Н. И., Петракова Н. Н., Бугаев И. А. // Нефтяное хозяйство. 2016. No 1. С. 32–35.
2. Коробов, А. Д. Аутигенный доломит высокобитуминозных баженовских отложений показатель завершающей стадии генерации углеводородов / Коробов А. Д., Коробова Л. А., Морозов В. П., Заграновская Д. Е., Захарова О. А. // Нефтяное хозяйство. 2017. No 4. С. 41–43.
3. Немова, В. Д. Условия формирования коллекторов в отложениях баженовского горизонта в районе сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины / Немова В. Д. // Нефтегазовая геология и практика. Теория и практика. 2012. Т.7. No 2. С. 1–14.
4. Страхов Н. М. Основы теории литогенеза / Страхов Н. М. / М.: Изд-во АН СССР. 1960. Т. II. 574 с.
5. Ушатинский, И. Н. Минералогические и геохимические показатели нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты / Ушатинский И. Н., Зарипов О. Г. // Свердловск: Средне-Уральское издательство, 1978. 208 с.
6. Фомин, А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / Фомин А. Н. / Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. 331 с.
7. Эдер, В. Г. Литолого-геохимические и геофизические особенности приграничных толщ баженовского и куломзинского горизонтов (основание нижнего мела) центральных районов Западной Сибири / Эдер В. Г., Рыжкова С. В., Костырева Е. А., Павлова М. А., Сотнич И. С., Замирайлова А. Г., Пономарева Е. В. // Геология и геофизика. 2020. Т. 61. No 7. с. 943–961.
8. Юдович, Я. Э. Минеральные индикаторы литогенеза / Юдович Я. Э., Кетрис М. П. // Сыктывкар: Геопринт, 2008. 564 с.
9. Юрченко А. Ю. Морфологическая и литогенетическая типизация карбонатных пород абалакско–баженовского комплекса / Юрченко А. Ю., Потапова А. С. Бумагина В. А., Вилесов А. П., Чертина К. Н., Балущкина Н. С., Калмыков Г. А., Хотылев О. В. // Вестник МГУ. Серия Геологическая. Геология. 2019. № 3. С. 44–50.
10. Bausch, W. Isotopic composition of dolomites and calcites from the Upper Jurassic of Southern Germany/ Bausch W., Hoefs J. // Contrib. Mineral Petrology. 1972. V. 37, No 2. Pp. 121–130.
11. Farr, M. R. Geochemical variation of dolomite cement within the Cambrian Bonnetterre Formation, Missouri: Evidence for fluid mixing/ Farr M. R. / J. Sedimentary Petrology. 1992. Vol. 62, No 4. Pp. 636–651.
12. Mastuda, H. Occurrence and genesis of Permian dolostone in the Kuzuu area, Tochigi Prefecture, Central Japan / Mastuda H., Iijima A. // J.Fac.Sci.Univ. Tokyo. Sec.2. 1989. V.22, No 1. Pp. 89–119.

**ОБСТАНОВКИ ФОРМИРОВАНИЯ БАТ-ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ  
ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАСЕЙНА: ПРОСТРАНСТВЕННО-ВРЕМЕННЫЕ  
ЗАКОНОМЕРНОСТИ И ФАКТОРЫ ЭВОЛЮЦИИ \***

**П. А. Ян<sup>1,2</sup>, Л. Г. Вакуленко<sup>1,2</sup>, О. В. Бурлева<sup>1</sup>,  
О. Д. Николенко<sup>1</sup>, А. Ю. Попов<sup>1,2</sup>, А. Е. Трушкина<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск*  
<sup>2</sup> *Новосибирский государственный университет, Новосибирск*

**Аннотация.** Рассмотрены особенности латеральной и вертикальной смены обстановок седиментации бат-верхнеюрских отложений в Западно-Сибирском бассейне в результате серий миграционных трансгрессий и регрессий и событий, в результате которых сформировались пахомовская и барабинская пачки. Сделан вывод о незначительном приросте площади морского седиментогенеза на границе васюганского и георгиевского горизонтов. Приведены рассуждения об основных факторах эволюции обстановок седиментации.

**Ключевые слова:** Западная Сибирь, средняя — верхняя юра, обстановки седиментации

**SEDIMENTARY ENVIRONMENTS OF BATHONIAN — UPPER JURASSIC DEPOSITS  
OF THE WESTERN-SIBERIAN BASIN: SPATIAL-TEMPORAL PATTERNS AND  
EVOLUTION FACTORS**

**P. A. Yan<sup>1,2</sup>, L. G. Vakulenko<sup>1,2</sup>, O. V. Burleva<sup>1</sup>,  
O. D. Nikolenko<sup>1</sup>, A. Yu. Popov<sup>1,2</sup>, A. E. Trushkina<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk,*  
<sup>2</sup> *Novosibirsk state university, Novosibirsk*

**Annotation.** The lateral and vertical changes in the sedimentary environments of the Bath-Upper Jurassic sediments in the West Siberian basin are considered as a result of a series of migration transgressions and regressions and events that resulted in the formation of the Pakhomov and Barabinsk members. The conclusion about a slight increase in the area of marine sedimentogenesis on the border of the Vasyugan and Georgievsky horizons is made. The main factors of the evolution of the sedimentary environments are discussed.

**Key words:** Western Siberia, Middle — Upper Jurassic, sedimentary environments

В составе бат-верхнеюрских отложений Западно-Сибирского бассейна выделены малышевский, васюганский, георгиевский и баженовский стратиграфические горизонты [1]. Малышевский горизонт (верхи верхнего байоса — бат) представлен верхнетюменской подсвитой,

© П. А. Ян, Л. Г. Вакуленко, О. В. Бурлева, О. Д. Николенко, А. Ю. Попов, А. Е. Трушкина, 2021

\* Работа выполнена при финансовой поддержке проектов ФНИ № 0331-2019-0021 и РФФИ-ЯНАО №19-45-890005 p\_a.

преимущественно континентальной, в северном направлении постепенно переходящей в мелко-водно-морскую малышевскую свиту. Васюганский (верхи верхнего бата — оксфорд) представлен латеральным рядом свит: от типично континентальной тяжинской и переходных наунакской и татарской к морским васюганской, абалакской, точинской и сиговской свитам. Георгиевский (верхи верхнего оксфорда — низы нижней волги) и баженовский (верхи нижней волги — низы берриаса) горизонты представлены преимущественно морскими пелагическими отложениями.

Комплексные седиментологические исследования показали, что в среднем бате, в начале формирования нефтегазоносного горизонта Ю<sub>2</sub> в центральной и южной части Западно-Сибирского бассейна существовала обширная аллювиальная равнина с относительно большим количеством поступавшего обломочного материала, благодаря чему формировались русловые песчаные тела меандрирующих рек толщиной до 15–20 м [2, 3]. К концу среднего бата на территории Широкого Приобья фиксируется постепенный подъем уровня моря и появление дельт. В начале позднего бата произошло скачкообразное увеличение площади прибрежно-морского осадконакопления, связанное с затоплением Обь-Иртышской палеоступени. Формирование верхней части горизонта Ю<sub>2</sub> на большей части Широкого Приобья происходило в обстановках мелкого моря с многочисленными островами. На территории Томской области на протяжении практически всего бата существовала аллювиальная равнина с развитой достаточно крупной системой меандрирующих русел, через которую проходил транзит основного объема обломочного материала, поступавшего в бассейн с юго-востока. Южнее и западнее располагалась слаборасчлененная, участками заболачивающаяся пойменная равнина с достаточно редкими некрупными руслами и озерами. Характерно, что наиболее крупные русловые тела залегают в нижней части горизонта Ю<sub>2</sub>, а верхняя его часть представлена преимущественно пойменными отложениями.

В конце позднего бата произошло резкое затопление большей части Западно-Сибирского бассейна. Поступление осадочного материала сильно сократилось, бассейн перешел в режим «голодания». Базальная пахомовская пачка, сформировавшаяся на этом этапе, имеет небольшую толщину (обычно 0,5–1 м), сложена плохосортированными биотурбированными алевропесчаниками с большим содержанием диагенетических минералов железа и обильными остатками морской фауны. Пахомовская пачка перекрывается тонкоотмученными темно-серыми и черными аргиллитами когалымской пачки [4], формировавшейся в умеренно-глубоководных обстановках с периодически возникающими аноксидными условиями в придонных слоях воды. Ее стратиграфический диапазон оценен, как средний — верхний келловей. В центральных районах Западной Сибири выше когалымской пачки залегают алеврито-глинистые отложения верхней части нижневасюганской подсвиты, формирование которых происходило в обстановках средне-глубокого шельфа с образованием циклов «обмеления». В южных и юго-восточных районах в это время шла импульсная проградация пляжево-баровых систем, которые достигли территории Широкого Приобья лишь в раннем оксфорде и выразились в образовании пластов Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. При этом в Омском и Тебисском районах установилась континентальная равнина с редкими крупными остаточными озерами, мелкими реками и заболачивающимися участками. На крайнем юге, в Омском и Тебисском структурно-фациальных районах, условий для формирования пахомовской и когалымской пачек не было, келловейская трансгрессия здесь выразилась в образовании крупных «языкообразных» морских заливов, в которых сразу началась проградация дельтовых и пляжево-барово-лагунных отложений. В конце раннего оксфорда большую часть центральных и юго-восточных районов Западной Сибири заняла обширная заболачивающаяся равнина со слабо развитой русловой системой, в результате чего сформировался угольный пласт У<sub>1</sub> (У<sub>1</sub><sup>1</sup>).

В начале среднего оксфорда последовала резкая обширная трансгрессия. Относительно глубоководные обстановки простирались достаточно широко, однако накапливавшиеся в них



глинистые пачки были маломощны и частично переработаны в последовавший за трансгрессией этап активной проградации пляжево-баровых систем. Сформированный в результате песчаный пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> имеет значительную толщину и широкое распространение, что подразумевает значительные объемы поступавшего в бассейн обломочного материала. В позднем оксфорде произошел еще один трансгрессивный эпизод, по масштабам превосходящий все предыдущие за юрский период. Море затопило практически полностью Ажарминский и Омский фациальные районы. Поступление материала в бассейн было слабым: широкое распространение получили специфические обстановки ракушняковых банок и алевроито-песчаных отмелей в пределах шельфа, образованных за счет переработки материала, привнесенного в бассейн в предыдущий период. Сформировавшийся в это время пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> представлен песчаниками, часто известковистыми, с фауной двустворок, скафопод и редких белемнитов.

В самом конце позднего оксфорда — начале кимериджа, на рубеже васюганского и георгиевского горизонтов происходит событие, которое считается крупнейшей трансгрессией, охватившей всю бореальную область. Барабинская пачка, залегающая в основании кимериджских отложений, представлена глауконитовыми глинисто-алевро-песчаными биотурбированными породами, насыщенными аутигенными минералами железа и остатками морской фауны. Толщина ее обычно не превышает 1 м. Формирование этой пачки происходило в условиях умеренно глубокого шельфа с низкими темпами седиментации. Однако приращения площади морского седиментогенеза в Западно-Сибирском бассейне не было, и говорить о кимериджской трансгрессии, как о процессе наступления моря на сушу, не вполне корректно. Вероятно, было некоторое углубление морского бассейна при резком сокращении привноса осадочного материала. Залегающие выше аргиллиты георгиевской свиты и верхнеабалакской подсвиты, нижняя часть глинистой марьяновской свиты формировались в умеренно-глубоководных обстановках, на разном удалении от береговой линии, при практически полном отсутствии поступления терригенного материала с юга и юго-востока. В волжское время при примерном сохранении положения береговой линии, происходит еще большее углубление бассейна и его стагнация. Региональное поступление обломочного материала в бассейн прекращается, и в глубоководных обстановках происходит формирование углеродисто-карбонатно-кремнистой баженовской свиты и ее аналогов. Единственным региональным источником сноса в кимеридже и волге оставалось северо-восточное обрамление Западной Сибири, в результате периодической активизации которого происходило выдвигание в бассейн пляжево-баровых систем и формирование алевроито-песчаных пластов верхнесиговской подсвиты и яновстанской свиты.

Таким образом, прослежена четкая связь цикличности бат-верхнеюрских отложений Западной Сибири с эволюцией обстановок их седиментации. При этом причины возникновения цикличности и эволюции обстановок остаются до конца не выясненными. Это связано, в том числе, со сложным сочетанием алло- и автоциклических процессов и с тем, что роль последних в бат-позднеюрском седиментогенезе Западной Сибири недооценивается специалистами. Эвстатическая модель развития седиментационного бассейна не объясняет совокупность всех имеющихся фактов. Позднеюрско-раннемеловой морской бассейн не претерпевал существенных площадных изменений начиная с конца среднего — начала позднего оксфорда, при этом режим седиментации менялся существенно и неоднократно. Единственными изохронными реперами в рассматриваемых отложениях, вероятно, являются пахомовская и барабинская пачки. Выше показано, что однозначно трактовать эти событийные пачки, как трансгрессивные (т.е. образовавшиеся непосредственно в процессе наступления моря на сушу), нельзя. Их формирование связано с «голодным» режимом седиментации, когда при подавленном поступлении аллотигенного материала в области седиментации идут интенсивные биотурбация палимпсестовых осадков и аутигенное минералообразование. Ограниченный этими событийными пачками полифациальный васюганский горизонт может рассматриваться, как единый осадочный

комплекс, сформированный в течении полного цикла развития осадочного бассейна. Его внутренняя гетерогенная цикличность связана с серией разномасштабных миграционных трансгрессий и регрессий, при этом заметную роль могли играть автоциклические процессы обусловленные самой осадочной системой без изменений внешних и глобальных параметров. При этом формируются осадочные тела с характерными вертикальными последовательностями (циклы миграции меандрирующих русел, проградации пляжево-баровых систем и др.). Литологические границы таких тел в пределах осадочного комплекса имеют скользящие возрастные границы и строго подчиняются закону Головкинского. По этой причине рассматривать глинистые, песчаные или углистые пачки в качестве региональных корреляционных реперов возможно лишь с известной долей условности. В полной мере это касается и когалымской пачки, которая в сиквенс-стратиграфической модели васюганского горизонта соответствует поверхности максимального затопления. В качестве основного фактора эволюции осадочного бассейна, видимо, следует рассматривать глобальные геодинамические и климатические перестройки в областях сноса на его периферии [5, 6].

### Список литературы

1. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2004. 115 с.
2. Конторович А. Э., Вакуленко Л. Г., Казаненков В. А., Скворцов М. Б., Ян П. А., Быков В. В., Попов А. Ю., Саенко Л. С. Седиментогенез коллекторов среднего-верхнего бата и их нефтеносность в Широком Приобье // Геология и геофизика. 2010. Т. 51. № 2. С. 187–200.
3. Казаненков В. А., Ян П. А., Вакуленко Л. Г., Попов А. Ю. Палеогеографический контроль нефтеносности мальшевского горизонта группы Тайлаковских месторождений (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. 2019. № 3. С. 115–126.
4. Ян П. А., Вакуленко Л. Г., Костырева Е. А., Аухатов Я. Г., Бурлева О. В., Николенко О. Д. Литология и геохимия когалымской пачки нижневасюганского подгоризонта (верхний бат низы нижнего оксфорда Западной Сибири) // Геология и геофизика. 2017. Т. 58. № 3–4. С. 484–494.
5. Бейзель А. Л. Изменения интенсивности сноса осадков основной фактор образования осадочных комплексов (на материале юры Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 5–6. С. 34–44.
6. Буслов М. М. Строение и эволюция центрально-азиатского горного пояса в кайнозое: эффект дальнего тектонического воздействия от индо-евразийской коллизии // Фундаментальные проблемы тектоники и геодинамики: Материалы ЛП Тектонического совещания. 2020. Т. 1. М.: ГЕОС, 2020. С. 111–115.

## ПОДСЕКЦИЯ 2

### ГИДРОГЕОЛОГИЯ, ГЕОЭКОЛОГИЯ

УДК 552.578.2.061.3

DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-61-64

#### МЕТАМОРФИЗМ ВОДНО-УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ ПРИ ПОВЫШЕННЫХ И ВЫСОКИХ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРАХ И ОЦЕНКА ГЛУБИН СУЩЕСТВОВАНИЯ НЕФТИ В ЗЕМНЫХ НЕДРАХ (ЭКСПЕРИМЕНТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФЛЮИДНЫХ ВКЛЮЧЕНИЙ)\*

Е. Д. Балицкая<sup>1</sup>, И. Н. Плотникова<sup>2,3</sup>, В. С. Балицкий<sup>1</sup>, С. М. Петров<sup>3</sup>,  
М. А. Голунова<sup>1</sup>, А. И. Лахова<sup>2</sup>, Т. М. Бубликова<sup>1</sup>, Т. В. Сеткова<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ИЭМ РАН, Черноголовка

<sup>2</sup> ИПИ АН РТ, Казань

<sup>3</sup> КНИТУ, Казань

**Аннотация.** Изучены *in situ* фазовый состав и состояния водно-нефтяных флюидов, захваченных в виде включений кварцем, выращенным одновременно с осуществлением взаимодействия нефти с гидротермальными растворами при температурах 240–700°C и давлениях от 7 до 150 МПа. Установлено, что до 320°C фазовый состав нефти остается практически неизменным. Но при более высоких температурах, особенно в интервале 350–380°C и давлениях, близких к давлениям насыщенного пара и до 150 МПа, нефть начинает активно изменяться с появлением метана, бутана, пропана и CO<sub>2</sub>. Одновременно увеличивается доля легких фракций, которые обнаруживаются в газовой фазе в виде конденсата или т.н. «невидимой» нефти. Появляются также твердые битумы. При 550–600°C практически вся нефть полностью превращается в метан и антракосолит, вплоть до графита. Характер и состав промежуточных и конечных продуктов во многом зависит от объемных соотношений нефти и присутствующей водной фазы. В случае преобладания нефти над водной фазой глубины нахождения нефти в земных недрах могут достигать 12–14 км, а в случае превышения водной фазы над нефтяной могут возрасти до 20–22 км.

**Ключевые слова:** Водно-нефтяные флюиды, гидротермальные растворы, флюидные включения в кварце, термобарометрия, молекулярная ИК и КР-спектроскопия

---

© Е. Д. Балицкая, И. Н. Плотникова, В. С. Балицкий, С. М. Петров, М. А. Голунова, А. И. Лахова, Т. М. Бубликова, Т. В. Сеткова, 2021

\* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (Грант № 21-55-15010 НЦНИ\_a)

**METAMORPHISM OF AQUEOUS-HYDROCARBON FLUIDS AT INCREASED  
AND HIGH THERMOBARIC PARAMETERS AND ESTIMATION OF THE DEPTHS OF  
OIL EXISTENCE IN THE EARTH INTERIOR  
(EXPERIMENT WITH THE USE OF FLUID INCLUSIONS)**

**E. Balitskaya<sup>1</sup>, I. Plotnikova<sup>2,3</sup>, V. Balitsky<sup>1</sup>, S. Petrov<sup>3</sup>,  
M. Golunova<sup>1</sup>, A. Lakhova<sup>3</sup>, T. Bublikova<sup>1</sup>, T. Setkova<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> IEM RAS, Chernogolovka

<sup>2</sup> IAR AS RT, Kazan

<sup>3</sup> KNRTU, Kazan

**Annotation.** The phase composition and states of aqueous-oil fluids trapped in the form of inclusions by quartz grown simultaneously with the interaction of oil with hydrothermal solutions at temperatures of 240–700°C and pressures from 7 to 150 MPa were studied *in situ*. The phase composition of oil remains practically unchanged up to 320°C. However, at higher temperatures, especially in the range of 350–380°C and pressures up to 150 MPa, the oil begins to actively change with the appearance of methane, butane, propane and CO<sub>2</sub>. The proportion of light fractions increases, which are found in the gas phase in the form of condensate or the so-called “Invisible” oil. Solid bitumen also appears. At 550–600°C, almost all oil is completely converted into methane and anthraxolite, up to graphite. The nature and composition of intermediate and final products largely depends on the volumetric ratios of oil and the aqueous phase present. In the case of a predominance of oil over the water phase, the depth of oil in the earth’s interior can reach 12–14 km, and in the case of an excess of the water phase over the oil phase, it can increase to 20–22 km.

**Key words:** Aqueous-oil fluids, hydrothermal solutions, fluid inclusions in quartz, thermobarometry, molecular FT-IR and Raman spectroscopy

Представленный доклад во многом инициирован открытием в последние годы богатейших залежей легкой нефти в Мексиканском заливе на глубинах 8,8–10,5 км [1]. Эти данные опровергли распространенную точку зрения о невозможности нахождения на таких глубинах скоплений нефти, заострив издавна дискутируемый вопрос, а до каких собственно максимальных глубин и температур она может обнаруживаться в земных недрах и в каком виде [2, 3, 4]? Мы попытались выяснить эти вопросы путем экспериментального изучения синтетических флюидных включений в кварце, выращенном в водно-нефтяных флюидах в широком диапазоне температур и давлений. Методы получения и изучения таких включений были подробно описаны нами ранее [5].

Выращивание кристаллов кварца с водно-углеводородными включениями проводили гидротермальным методом температурного градиента в автоклавах объемом 50 и 280 мл. Рост кристаллы осуществляли при температурах от 240/280 до 670/700 °С и давлениях — от насыщенного пара до 150 МПа. Здесь и ниже через черточку указаны температуры верхнего и нижнего торцов автоклава. В нижней зоне автоклава размещали шихтовой кварц, а в верхней — затравочный кварцевый стержень, предназначенный для наращивания кварца с флюидными включениями. Автоклав заливали вначале водным раствором, а затем нефтью из Бавлинского месторождения (Татарстан). Долю залитой нефти изменяли от 0,1 до 70 об.%. Растворы готовили на основе водного бидистиллята и химреактивов NaHCO<sub>3</sub> (5 и 7 масс.%) и Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (3,0 и 5,0 масс.%). Давление задавали объемом залитого раствора, рассчитанным по соответствующим P-V-T-х диаграммам. Продолжительность опытов изменяли от 10 до 300 суток. Важными при решении поставленных вопросов являлись также вторичные водно-углеводородные включения. Их получали путем изотермического отжига первичных включений

в кварце, выращенном в термоградиентных условиях. Пластинки толщиной 1–2 мм с подобными включениями помещали в автоклав объемом 30 мл и заливали дистиллированной водой с коэффициентом заполнения, обеспечивающим при заданной температуре давление равное 100–120 МПа. Это сохраняло включения от растрескивания и потери герметичности. Термообработку первичных включений проводили при 310, 320, 350, 380 °С в течение 15 суток. Более высокотемпературные первичные включения в кварце, выращенном при 400, 450, 500, 550 и 670 °С, обрабатывали при температурах, превышающих на 5–10 °С температуры гомогенизации растворов.

Изучение флюидных включений проводили с использованием обычной и флуоресцентной микроскопии, микротермометрии, локальной обычной и высокотемпературной (до 400°С) ИК-Фурье спектроскопии, КР спектроскопии, хроматографии, рентгенометрии и зондового микроанализа [5, 6].

Исследования показали, что до 320°С фазовый состав и состояния нефти остаются практически неизменными. Но при более высоких температурах, особенно в интервале 350–380 °С и давлениях, близких к давлениям насыщенного пара и выше (до 150 МПа), нефть начинает активно изменяться с образованием метана, бутана, пропана и CO<sub>2</sub> (рис. 1). Одновременно во флюиде увеличивается доля легких фракций, которые обнаруживаются в газовой фазе в виде конденсата (рис. 2) или так называемой невидимой нефти (рис. 3). Появляются также твердые битумы. При 550–600 °С практически вся нефть полностью превращается в метан и антраксолит, вплоть до графита. Характер и состав промежуточных и конечных продуктов во многом зависит от объемных соотношений нефти и присутствующей водной фазы. Анализ полученных результатов и расчеты с учетом существующих величин термоградиентов различных нефтегазовых бассейнов позволили установить, что в случае преобладания нефти над водной фазой нефть в земных недрах может сохраняться до глубин 12–14 км. Однако в случае объемного превышения водной фазы над нефтью она может находиться на глубинах до 20–22 км в виде истинных гомогенных водно-нефтяных растворов.

Рис. 1. Необратимые изменения фазового состава и состояния существенно нефтяных включений, образованных в одной зоне роста в интервале температур 300–380 °С и давления 70МПа

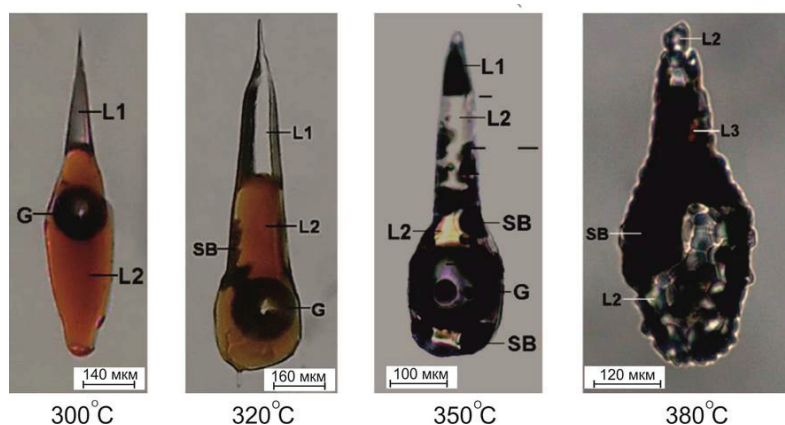
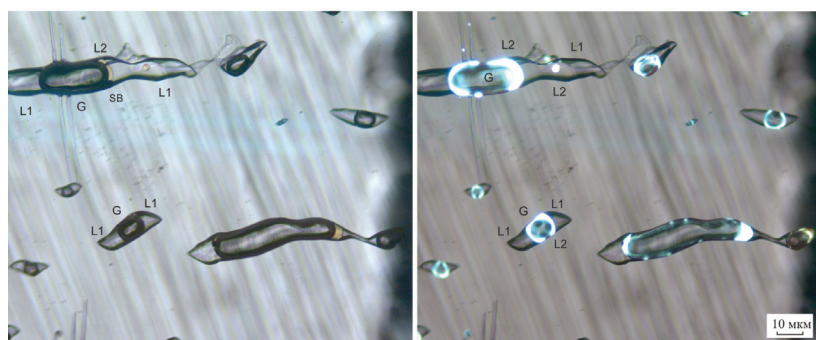
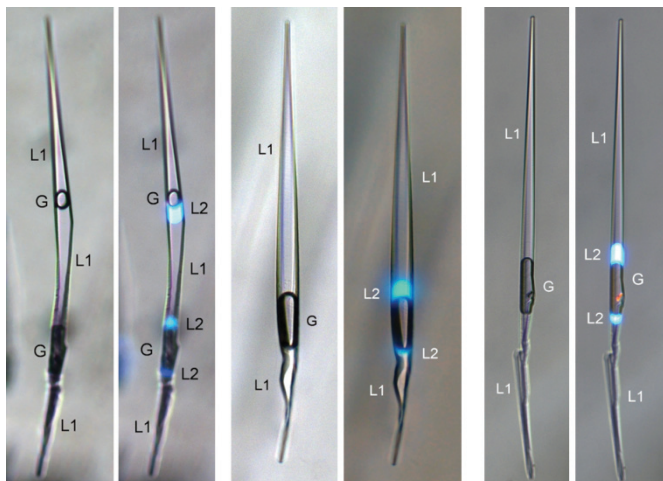


Рис. 2. Проявление скрытой нефти, растворенной в газовой фазе; слева — включение в видимом свете, справа — в ультрафиолетовом свете







*Рис. 3.* Проявление «невидимой нефти» при наблюдении в видимом и ультрафиолетовом свете.  
L1 — водный раствор, G — газ (в основном метан, пары воды и жидких углеводородов), L2 жидкие УВ (нефть), SB — твердые битумы

### Список литературы

1. Ализаде А. Поиск. Еженедельная газета научного сообщества «Поиск». 2012. №36 (1214). 07.09.2012.
2. Андреев П. Ф., Богомолов А. И., Добрянский А. Ф., Карцев А. А. Превращения нефти в природе. Л.: Гостоптехиздат, 1958. 416 с.
3. Канторович А. Э. Общая теория нафтидогенеза. Базисная концепция. Пути построения. Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. Новосибирск, 1991. С. 29–44.
4. Тиссо Б, Велте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 504 с.
5. Balitsky V. S., Bondarenko G. V., Pironon J. et al. // Russian Journal of Physical Chemistry B. 2014. Vol. 8, N 7. P. 39–60.
6. Stéphane Teinturier, Marcel Elie, Jacques Pironon, Oil-cracking processes evidence from synthetic petroleum inclusions // Journal of Geochemical Exploration, 2003, V. 78–79, P. 421–425.

## УГРОЗА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ И УТИЛИЗАЦИИ СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ

А. А. Горячев, Е. И. Черкасова

*ФГБОУ ВО «КНИТУ», г. Казань*

**Аннотация.** В современном мире, с ростом технологического прогресса с каждым днем повышается воздействие различных видов загрязняющих веществ на окружающую среду и человека. На первый взгляд может показаться, что смазочные материалы не представляют значимых экологических проблем, по сравнению с другими химическими веществами, но, если посмотреть на ситуацию с другой стороны, то обнаружится, что порядка 40–50 % отработанных смазочных материалов попадает в окружающую среду.

**Ключевые слова:** экологическая безопасность, экология, смазочные материалы, утилизация смазочных материалов, загрязнение окружающей среды.

## THREATS TO ENVIRONMENTAL SAFETY IN THE PRODUCTION AND DISPOSAL OF LUBRICANTS

A. Goryachev, E. Cherkasova

*Kazan National Research Technological University, Kazan*

**Annotation.** In the modern world, with the growth of technological progress, the impact of various types of pollutants on the environment and humans is increasing every day. At first glance, it may seem that lubricants do not pose significant environmental problems compared to other chemicals, but if you look at the situation from the other side, you will find that about 40–50 % of used lubricants enter the environment.

**Key words:** ecological security, ecology, lubricants, disposal of lubricants, environmental pollution.

Производство масел и смазочных материалов (СМ) является важнейшей отраслью нефтепереработки, так как масла применяются повсеместно: от двигателестроения, до медицинской и пищевой промышленности. На 2019 год, спрос только на базовые масла в мире пересек отметку в 39 млн тонн в год, а по прогнозам к 2025 году эта цифра увеличится до 40,9 млн тонн в год. Поэтому негативное воздействие смазочных материалов на окружающую среду является весомым.

В большинстве случаев, СМ попадают в окружающую среду при непосредственном целевом использовании, утечках, разливах, выбросах и т. д. Но поскольку СМ имеют широкое применение и используются повсеместно, воздействие их на окружающую среду являлось небольшим, за счет загрязнений, расположенных на обширных территориях, и реже — в крупных локализованных количествах. Это происходило до того, как нежелательные явления, вроде утечек, не привели к сильному загрязнению почв и грунтовых вод нежелательными компонентами. Это привело к необходимости создания нормативных документов и рекомендаций,

для контроля выпуска продукции, не оказывающей негативного влияния на природу, или значительного снижения степени ее загрязнения.

Также ущерб, наносимый окружающей среде, в основном связан с тем, что около 40 % отработанных масел утилизируются с нарушением установленных правил. Отработанные масла представляют собой существенную угрозу для экологии, за счет роста канцерогенности, вследствие накопления в них биологически активных полициклических аренов (ПЦА), наличие галогенсодержащих соединений, синтезированных в процессе работы СМ, и тяжелых металлов.

Отработанные масла негативно влияют не только на природу, но и на человека. Они могут проникать в организм даже через неповрежденную кожу, растворяясь в жироподобных веществах, покрывающих ее. А на слизистые оболочки органов дыхания и глаз масла оказывают раздражающее действие как в жидком, так и в парообразном состоянии.

Существуют способы регенерации отработанных продуктов. Но нужно учитывать ряд фактов, почему эти способы оказываются непригодными для крупномасштабного применения. К первому факту относится то, что с помощью регенерации нельзя восстановить исходное состояние СМ, в лучшем случае могут быть восстановлены свойства базового масла. Ко второму, ценность регенерированных продуктов минеральных масел лишь незначительно выше по сравнению со стоимостью топлива или горючего, которые используются для выработки энергии. Также, во многих странах не существует единой централизованной системы сбора и регенерации отработанных СМ. Помимо всего прочего, не существует достаточно объективных критериев «отработанности» СМ. Исходя из этого, регенерация масел является экономически не оправданной без законодательно регламентированных субсидий.

Угроза экологической безопасности встречается и при производстве СМ, например, процессы селективной очистки фенолом существенно ухудшают экологию применяемой технологии. Альтернативной здесь могут служить гидрогенизационные процессы, или по крайней мере использование более эффективных веществ, таких как фурфурол или N-метилпирролидон.

В современной жизни общества все большую роль приобретают вопросы экологии. Общая тенденция заключается в стремлении к созданию так называемых «чистых предприятий», где сочетаются и комфортные условия для работы персонала, и наличие передовых технологий производства, и существует охрана окружающей среды. Поскольку легко поддающиеся биоразложению масла на основе натуральных масел, сложных эфиров и полигликолей не находят широкого применения ввиду своей дороговизны, многие компании переходят к гидрооблагораживающим процессам при производстве масел.

Современные тенденции диктуют свои правила в области экологии. В связи с этим встает вопрос о переходе мощностей к современным способам производства и налаживании сбора отработанных масел, поддающихся сбору, для дальнейшей их утилизации или регенерации, а также возникает необходимость повышения экологической совместимости смазочных материалов, как при использовании, так и при испарении, утечках, разливах и в других случаях. Также стоит не забывать о введении более жесткого контроля данного вопроса со стороны государств.

### Список литературы

1. Манг Т., Дрезель У. Смазочные материалы. Производство, применение, свойства. Справочник. СПб.: Профессия, 2010. 944 с.
2. Капустин В. М., Тонконогов Б. П., Фукс И. Г. Технология переработки нефти: Учеб. пособие: в 4 ч. Ч. 3. Производство нефтяных смазочных материалов. М.: Химия, 2014. 328 с.
3. Костюк В. И. Утилизация и регенерация отработанных смазочно-охлаждающих жидкостей. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1994. 75 с.

УДК 556.51  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-67-70

## ТЯЖЕЛЫЕ МЕТАЛЛЫ В ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОДАХ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА \*

И. С. Иванова, Ю. В. Колубаева

*Томский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А. А. Трофимука СО РАН, Россия, г. Томск*

**Аннотация.** В работе представлены результаты исследования поверхностных вод, опробованных в пределах водосборов рек Обь, Пур, Таз и Надым на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Приводятся краткие сведения по химическому составу вод и содержанию в них тяжелых металлов. Показано, что поверхностные воды исследуемого региона характеризуются низкими концентрациями основных ионов, высокими концентрациями железа, аммонийного азота и показателя ХПК. Среди тяжелых металлов для марганца и алюминия отмечены концентрации, часто превышающие кларк речных вод и ПДК для вод рыбохозяйственных объектов. В некоторых пробах выявлены превышения содержаний более токсичных элементов (Cu, As, Zn, Ni, Cr и Co) относительно кларка или норматива.

**Ключевые слова:** Поверхностные воды, тяжелые металлы, химический состав, Ямало-Ненецкий автономный округ.

## HEAVY METALS IN SURFACE WATERS OF YAMALO-NENETS AUTONOMOUS OKRUG

I. S. Ivanova, Yu. V. Kolubaeva

*Tomsk branch of the Trofimuk institute of petroleum geology and geophysics  
of Siberian branch of Russian academy of sciences, Russia, Tomsk*

**Annotation.** The work presents the results of a study of surface waters, which were tested in the catchments of the Ob, Pur, Taz and Nadym rivers in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. Brief information is given on the chemical composition of water and the content of heavy metals. It has been shown that the surface waters of the region are characterized by low concentrations of basic ions, high concentrations of iron, ammonium nitrogen and COD. Among the heavy metals for manganese and aluminum, concentrations are noted, often exceeding the clark of river waters and MPC for the waters of fisheries facilities. Some samples revealed excesses of more toxic elements (Cu, As, Zn, Ni, Cr and Co) relative to clark or standard.

**Key words:** Surface waters, heavy metals, chemical composition, Yamalo-Nenets autonomous okrug.

На территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) активно развивается нефтегазодобывающий комплекс, на который ежегодно приходится более 80 % российской

---

© И. С. Иванова, Ю. В. Колубаева, 2021

\* Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда, проект № 20-77-10084.

и 20 % мировой добычи природного газа. Западная Сибирь, в том числе и ее северные районы, характеризуется высокой обеспеченностью водными ресурсами, однако нефтегазодобыча оказывает негативное влияние на природные экосистемы, при этом в наибольшей степени загрязнению подвержены поверхностные водные объекты, некоторые из которых используются в качестве источников хозяйственно-питьевого водоснабжения. Так, в 2020 году на территории ЯНАО эксплуатировалось 25 поверхностных источников хозяйственно-питьевого водоснабжения, 56 % (14 объектов) из которых не соответствовали требованиям санитарных правил и гигиенических нормативов. Преобладающее число проб, несоответствующих нормам, относятся к Тазовскому, Ямальскому, Пуровскому и Надымскому районам [1]. Воды рек Западной Сибири, в том числе и Ямало-Ненецкого автономного округа, подвержены не только антропогенному воздействию, связанному с развитием нефтегазодобывающего комплекса, но и природным факторам, (климатическими условиями и развитием заболоченности), что обуславливает их невысокую способность к самоочищению. По этой причине в водах рек Ямала может возрастать содержание нефтепродуктов, металлов, синтетических поверхностно-активных веществ.

В этой связи в пределах Пуровского, Надымского, Тазовского и Приуральского административных районов ЯНАО на территориях водосборов всех больших рек округа (реки Обь, Таз, Пур, Надым) были проведены экспедиционные работы, в результате которых было отобрано 46 проб природных вод (23 пробы речных вод, 23 пробы озерных вод).

По результатам проведенных исследований все опробованные воды являются ультрапресными, реакция среды которых изменяется от кислых — 3,89 ед. (в просадках) до слабощелочных — 7,8 ед. (р. Обь). Воды характеризуются низкими концентрациями основных ионов ( $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{Ca}^+$ ,  $\text{Mg}^+$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{NO}_2^-$  — и  $\text{NO}_3^-$ ). К основным «загрязняющим» веществам исследуемых вод относятся азот аммонийный, трудноокисляемые органические вещества (по ХПК), а также железо, содержания которого повсеместно превышают предельно-допустимые концентрации объектов рыбохозяйственного значения (ПДК<sub>рх</sub>) [2]. Озерные и речные воды (более мелких порядков, ручьи) богаты растворенным органическим веществом, что также подтверждается отношением Сорг/минерализация и указывает на преимущественно органическую специфику исследуемых вод.

В работах многих исследователей отмечается, что в целом поверхностные воды севера Западной Сибири характеризуются повышенными относительно ПДК<sub>рх</sub> концентрациями большей части микроэлементов. В таблице приведены содержания тяжелых металлов в природных водах, опробованных на территории ЯНАО.

По результатам исследований выявлены повышенные относительно кларка [3] речных вод концентрации следующих элементов: мышьяка (в единичных пробах), кобальта, никеля, хрома, марганца и алюминия (см. таблицу 1). Более, чем в половине проб (во всех без исключения водосборных бассейнах) наблюдается превышение содержания Mn как по отношению к кларку речных вод, так и относительно ПДК<sub>рх</sub> (10 мкг/л) [2, 3]. Максимальные его содержания характерны для мелких озер (до 220 мкг/л) и небольших рек и ручьев (до 70 мкг/л). Повышенные концентрации ионов Al также встречаются в озерах и реках всех водосборных бассейнов, максимальные содержания — 1768 и 1568 мкг/л отмечены в бассейнах р. Таз и Надым соответственно, что многократно превышает не только кларк данного элемента в речных водах (160 мкг/л), но и предельно-допустимую концентрацию для вод рыбохозяйственных объектов (40 мкг/л). Присутствие в повышенных количествах алюминия и марганца в воде, главным образом, обязано природному фактору — наличию водовмещающих горных пород, в результате растворения которых эти элементы попадают в воду. Что касается содержания Ni и Co, то наибольшее количество проб с концентрациями этих элементов выше кларковых значений отмечается в озерах и небольших реках бассейнов рек Таз



и Обь. Данная особенность химического состава вод связана с геологическими и почвенными характеристиками водосборных площадей. Наличие повышенных концентраций Cr (до 4,3 мкг/л в бассейне р. Надым), превышающих значение кларка для речных вод в 4 раза, скорее всего, связано с антропогенным загрязнением, так как его максимальные содержания характерны для водных объектов, расположенных вблизи кустовых площадок. Превышений относительно кларка по содержанию халькофильных элементов (цинка и меди) не обнаружено, но для меди в бассейнах рек Таз и Обь отмечаются незначительные превышения относительно ПДКрх. Единичное превышение норматива в бассейне р. Надым в 2 раза отмечено для цинка.

**Содержание тяжелых металлов в поверхностных водах основных водосборных бассейнов рек ЯНАО, мкг/л**

Место отбора		Mn	Zn	Co	Ni	Cu	Cr	As	Al
		Кларк речных вод [3]							
		10	20	0,3	2,5	7	1	2	160
		ПДК ДЛЯ ВОД РЫБОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ [2]							
		10	10	10	10	1	20	50	40
р. Таз	Реки	<u>5,1-29,3</u> 15,5	<u>0,37-2,0</u> 1,4	<u>0,08-0,52</u> 0,2	<u>1,0-3,2</u> 2,3	<u>0,34-2,25</u> 1,1	<u>0,8-3,8</u> 1,47	<u>0,68-1,55</u> 1,25	<u>28,8-1768,6</u> 122,6
	Озера	<u>2,8-220,8</u> 61,9	<u>0,28-9,3</u> 4,5	<u>0,06-1,6</u> 0,9	<u>0,6-4,9</u> 2,4	<u>0,46-1,17</u> 0,76	<u>0,56-1,85</u> 1,27	<u>0,44-2,95</u> 1,36	<u>57,8-468,6</u> 265,7
р. Пур	Реки	<u>3,2-69,5</u> 18,2	<u>0,02-2,7</u> 1,3	<u>0,03-0,8</u> 0,18	<u>0,18-7,3</u> 0,8	<u>0,07-0,6</u> 0,31	<u>0,25-2,16</u> 0,77	<u>0,25-1,8</u> 0,5	<u>12,5-269,3</u> 97,6
	Озера	<u>0,27-38,2</u> 14,0	<u>0,5-9,5</u> 3,1	<u>0,03-0,39</u> 0,14	<u>0,12-4,4</u> 0,46	<u>0,07-0,5</u> 0,25	<u>0,1-2,0</u> 0,67	<u>0,21-0,85</u> 0,45	<u>18,5-544,4</u> 136,7
р. Обь	Реки	<u>2,6-26,3</u> 10,7	<u>0,11-4,3</u> 1,9	<u>0,03-0,3</u> 0,11	<u>1,0-6,4</u> 2,6	<u>0,55-1,2</u> 0,9	<u>0,3-1,2</u> 0,74	<u>0,24-1,0</u> 0,6	<u>11,0-223,9</u> 99,1
	Озера	<u>4,9-51,2</u> 18,0	<u>0,43-11,3</u> 3,1	<u>0,04-1,9</u> 0,47	<u>0,2-5,3</u> 2,7	<u>0,1-2,5</u> 1,0	<u>0,3-2,6</u> 1,1	<u>0,2-1,3</u> 0,7	<u>11,0-858,3</u> 286,6
р. Надым	Реки	<u>7,4-11,7</u> н.д.*	<u>0,37-4,1</u> н.д.	<u>0,02-0,1</u> н.д.	<u>0,47-2,0</u> н.д.	<u>0,08-0,4</u> н.д.	<u>0,16-1,26</u> н.д.	<u>0,08-0,6</u> н.д.	<u>13,6-100,7</u> н.д.
	Озера	<u>27,3-125,8</u> н.д.	<u>1,0-19,9</u> н.д.	<u>0,46-2,9</u> н.д.	<u>1,1-4,5</u> н.д.	<u>0,09-1,0</u> н.д.	<u>1,0-4,3</u> н.д.	<u>0,45-9,8</u> н.д.	<u>170,1-1568,5</u> н.д.

В числителе: минимум — максимум, в знаменателе — среднее; \* — недостаточно данных

В ряде случаев повышенные концентрации микроэлементов в природных водах исследуемой территории связаны с геохимическими особенностями региона исследований, но наряду с этим возможен и техногенный путь поступления некоторых микроэлементов в окружающую среду, связанный с нефте- и газодобычей. Нефть содержит в себе такие металлы, как ванадий, никель, железо, алюминий, медь, магний, барий, стронций, марганец, хром, кобальт, молибден, бор, мышьяк, калий. Тяжелые металлы широко применяются в различных промышленных производствах, поэтому, несмотря на очистительные мероприятия, их содержание в промышленных сточных водах может быть довольно высоким. Они также поступают в окружающую среду с бытовыми стоками, с дымом и пылью промышленных предприятий. Многие металлы образуют стойкие органические комплексы, хорошая растворимость которых способствует их миграции в природных водах.

### Список литературы

1. Государственный доклад «О состоянии санитарно-эпидемиологического благополучия населения в Ямало-Ненецком автономном округе в 2020 году». Режим доступа: [http:// http://89.gospotrebnadzor.ru/documents/regional/other/](http://89.gospotrebnadzor.ru/documents/regional/other/).

2. «Нормативы качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения» (с изменениями на 10 марта 2020 года), введенные в действие приказом Минсельхоза России № 552 от 13 декабря 2016 г. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/420389120>.

3. Справочник по геохимическим поискам полезных ископаемых / А. П. Соловов, А. Я. Архипов, В. А. Бугров и др. Москва.: Недра, 1990. 335 с.

УДК 504.05:622.691.24  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-71-74

## ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ (НА ПРИМЕРЕ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА) \*

Э. Р. Казанкова, Н. В. Корнилова

*ИПНГ РАН, г. Москва*

**Аннотация.** На основе системного анализа проведено исследование деятельности подземных хранилищ газа на территории России. Обобщается практический опыт сложных, созданных техногенных систем и их взаимозависимость с геолого-геофизической средой. Исследования степени вовлеченности геодинамических процессов различного масштаба в процесс функционирования подземных хранилищ газа позволят обеспечить минимизацию негативного воздействия на окружающую среду. Знание особенностей и закономерностей геодинамического состояния среды позволит контролировать развитие экологической ситуации и избежать осложнений при эксплуатации подземных хранилищ.

**Ключевые слова:** подземные хранилища газа, геоэкология, недропользование, безопасность, напряженно-деформированное состояние среды.

## GEOECOLOGICAL PROBLEMS OF THE OIL AND GAS INDUSTRY (ON THE EXAMPLE OF UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES)

E. Kazankova, N. Kornilova

*OGRI RAS, Moscow*

**Annotation.** Based on the system analysis, a study of the activity of underground gas storage facilities in Russia was conducted. The article summarizes the practical experience of complex, created man-made systems and their interdependence with the geological and geophysical environment. Studies of the degree of involvement of geodynamic processes of various scales in the operation of underground gas storage facilities will help to minimize the negative impact on the environment. Knowledge of the features and regularities of the geodynamic state of the environment will allow you to control the development of the ecological situation and avoid complications during the operation of underground storage facilities.

**Key words:** underground gas storage facilities, geoecology, subsurface use, safety, stress-strain state of the environment.

Мировой опыт подземного хранения газа насчитывает более 105 лет. В России подземные хранилища газа (ПХГ) — неотъемлемая часть Единой системы газоснабжения, что позволяет обеспечивать гибкость и надежность поставок газа, снижать пиковые нагрузки в Единой Системе Газоснабжения и регулировать сезонную неравномерность потребления газа.

---

© Э. Р. Казанкова, Н. В. Корнилова, 2021

\* Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования), № АААА-А19-119013190038-2).

Подземные хранилища газа, как объекты нефтегазовой отрасли, представляют собой природно-технические системы, характеризующиеся тесной взаимозависимостью с геолого-геофизической средой [1]. Основной задачей геозекологических исследований ПХГ является оценка геодинамической устойчивости территории, установление типов геозекологических рисков и геозекологической опасности. Геозекологическая безопасность представляет собой совокупное состояние ПХГ, обеспечивающее минимальный уровень их неблагоприятного воздействия на геолого-геофизическую среду, живую природу и здоровье людей. Проявления техногенных изменений в недрах при транспортировке и хранении газа очень разнообразны и могут приводить ко многим не всегда прогнозируемым последствиям.

Чрезвычайно сложное взаимодействие в ПХГ и видов технической деятельности определяют сложность их изучения и определения порога опасности. ПХГ — сложная, искусственно созданная техногенная система (конструкция), которая работает в контакте с природной окружающей средой. Эта система, непрерывно развиваясь, оказывает существенное влияние на ход современных геодинамических процессов [2].

В методологической основе наших исследований лежит концепция, базирующаяся на представлениях о неустойчивом поведении во времени реальной геологической среды и повсеместных проявлениях активных флюидодинамических процессов. Знание особенностей и закономерностей геодинамического состояния среды позволит контролировать развитие экологической ситуации и избежать осложнений.

В ПХГ формируется новый природно-техногенный или техногенно- измененный геодинамический комплекс. Реакцию геологической среды при таком воздействии можно считать обратимой, происходит изменение напряженно-деформированного состояния недр. Напряженно-деформированное состояние — важнейшая характеристика геолого-геофизической среды, определяющая протекание многих геологических процессов. Изменение напряженно-деформированного состояния массива горных пород способствует возникновению ослабленных проницаемых зон. Результаты исследований напряженно-деформированного состояния среды позволяют решать различные задачи, связанные с определением вероятных направлений естественной миграции углеводородов, оконтуриванием участков развития повышенной трещиноватости, строить модели формирования и развития ловушек углеводородов в сложных геологических условиях, прогнозировать зоны аномально высокого пластового давления, исследовать изменение емкостных свойств коллекторов и пр. В участках перестройки напряжений может происходить изменение литологического состава, что может привести к снижению экранирующих свойств покрышек. В песчаных пластах — возникновение микротрещин, дополнительная миграция, разрушение пласта.

Исследования степени вовлеченности геодинамических процессов различного масштаба в процесс функционирования подземных хранилищ газа позволяют прогнозировать растекание газа за пределы проектного контура и перетоки по разрезу, формирование вторичных залежей, проникновение газа в водоносные горизонты и выход его на поверхность [2,3].

Газогидродинамические задачи, возникающие при создании и эксплуатации ПХГ, подобны вопросам разработки месторождений нефти и газа, так как связаны с определением насыщенности, перемещения границы раздела газ — конденсат — вода, вода — газ, поля давлений, а также с определением конечной газоотдачи. В неоднородной пористой среде, при циклическом характере эксплуатации ПХГ, происходит периодическая смена направления движения границы раздела газ — вода.

К основным изменениям продуктивных характеристик пласта приводят не только цикличность эксплуатации подземных хранилищ газа, но и связанные с ней большие скорости движения газовой воды. Разрушению призабойной зоны пласта-коллектора способствуют высокая, в начале закачки и в конце отбора газа, водонасыщенность; смена направле-

ния движения газа и вытесняемой воды, несцементированность пласта-коллектора, а также значительные перепады давления.

Основной целью, при циклической эксплуатации ПХГ, является определение возможных перетоков газа за границы геологической структуры, что оказывает большое влияние на расширение хранилища и является причиной существенного ухудшения проектных показателей. Такое явление может быть весьма значительным, о чем показала практика эксплуатации Гатчинского, Полторацкого и других подземных хранилищ газа. На Щелковском ПХГ установлено, что в пределах северо-восточного участка нарушения герметичности залежи происходят как латеральные утечки газа, так и достаточно интенсивные вертикальные перетоки. В результате происходит развитие газовой залежи в северо-восточном, направлении Солнцевского поднятия и возможно образование резервуара аккумуляции мигрировавшего газа за пределами Щелковской структуры, откуда он частично возвращается при отборе газа. Результаты приповерхностной газовой съемки на отдельной группе действующих ПХГ показывают, что миграция газа достигает слоя почвы и атмосферного воздуха. Примерами могут служить Щелковское, Калужское и Якшуновское, Невское, Касимовское и Увязовское ПХГ [3,4].

К осложнениям при эксплуатации ПХГ относятся: разрушение пласта-коллектора, вынос песка (Песчано-Уметское, Елшано-Курдюмское), вынос воды (Песчано-Уметское, Елшано-Курдюмское, Аманакское, Северо-Ставропольское — залежь «Зеленая свита», Краснодарское, Пунгинское), вынос нефти (Песчано-Уметское), образование газогидратов (Северо-Ставропольское — залежь «Зеленая свита»), разъедание оборудования мелкодисперсной пылью (Северо-Ставропольское, залежь «Зеленая свита»), скопление пассивных запасов газа в низкопроницаемом пласте (Краснодарское), неполное освоение пласта, накопление и испарение конденсационной воды над глинистой пробкой (Кончуринское, Мусинское), наличие на забое скважин шлама и песчаноглинистых пробок (Пунгинское, Северо-Ставропольское, залежь «Хадум»), катастрофические поглощения при глушении скважины (Совхозное), наличие в потоке газа углеводородного конденсата (Совхозное).

Эксплуатация подземных хранилищ газа на пиковом режиме газопотребления, приводит к активному движению контурных и подошвенных вод и обводнению скважин. Трудности, возникающие при эксплуатации ПХГ, связаны с тем, что в результате кольматации и изменения фазовых проницаемостей ухудшаются фильтрационные характеристики призабойной зоны. В рыхлых и слабосцементированных коллекторах возникает суффозия и разрушение призабойной зоны. За счет пропластковых, краевых и подошвенных вод происходит обводнение скважин.

Подземное хранение газа кроме традиционных вопросов выдвигает специфические задачи, решение которых требует детального изучения физико-химического механизма явлений и управления сложным процессом взаимозамещения жидкостей и газов в неоднородной пористой среде. Своевременное установление пространственно-временных закономерностей связи между геодинамическим и флюидодинамическим режимами осадочного чехла, оценка устойчивости геолого-геофизической среды представляется важной для прогноза экологических последствий техногенного воздействия на недра в случае функционирования подземных хранилищ газа.

## Список литературы

1. Казанкова Э. Р. Геоэкологическое состояние подземных хранилищ газа в условиях эксплуатации / Э. Р. Казанкова, Н. В. Корнилова // Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность 2017. Севастополь: СевГУ, 2017. С. 564–567.



2. Казанкова Э.Р. Геоэкологические проблемы подземного хранения газа в России / Э.Р. Казанкова, Н.В. Корнилова // Геология нефти и газа. 2016. № 3. С. 102–108.
3. Корнилова Н.В. Геодинамическая модель Щелковского поднятия / Н.В. Корнилова, Э.Р. Казанкова, Н.Н. Сигачева // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. М.: ГЕОС, 2000. С. 365–370.
4. Казанкова Э.Р. Геоэкологические проблемы подземных хранилищ газа (на примере Московского региона) / Э.Р. Казанкова, Н.В. Корнилова // Бюллетень МОИП, отдел биологический. Т. 114. Вып. 3. Приложение 1. Часть 1. М., 2009. С. 388–397.

## МИГРАЦИОННЫЕ ФОРМЫ ГУМУСОВЫХ КИСЛОТ В ПОДЗЕМНЫХ ВОДАХ УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ\*

О. Е. Лепокурова, Н. С. Трифонов

*Томский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А. А. Трофимука СО РАН, Томск*

**Аннотация.** Впервые определены основные миграционные формы гумусовых кислот в природных водах Нарыкско-Осташкинской территории (Кузбасс) путем термодинамических расчетов с использованием ПК HydroGeo. Установлено, что большая часть фульвокислот связывается с натрием, однако на общем содержании самого Na это мало отражается. Гумусовые кислоты в основном мигрируют в форме (ГК)<sup>2-</sup>.

**Ключевые слова:** Гумусовые кислоты, подземные воды, формы миграций, угленосные отложения, Кузнецкий бассейн

## MIGRATION FORMS OF HUMIC ACIDS IN UNDERGROUND WATERS OF COAL-BEARING DEPOSITS

O. Lepokurova, N. Trifonov

*Tomsk Branch of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of SB RAS, Tomsk*

**Annotation.** For the first time, the main migration forms of humic acids in the natural waters of the Naryk-Ostashkin territory (Kuzbass) were determined by thermodynamic calculations using the HydroGeo software package. It was found that most of the fulvic acids bind to sodium, but this has little effect on the total content of Na itself. Humic acids mainly migrate in the form of (HA)<sup>2-</sup>.

**Key words:** Humic acids, underground waters, forms of migration, coal-bearing deposits, Kuznetsk basin

Среди различных видов растворенных органических веществ (РОВ), присутствующих в подземных водах, особое значение имеют вещества гумусового происхождения — фульво-(ФК) и гуминовые (ГК) кислоты, составляющие 50–90 % от общего объема РОВ и образующие устойчивые элементоорганические соединения. Такие комплексные соединения смещают равновесия в геохимических процессах (в растворении, выщелачивании, осаждении и соосаждении, сорбции, ионном обмене, окислении-восстановлении) в сторону водной фазы [1]. При изучении формирования состава вод, богатых органикой, это необходимо учитывать. Именно такая задача перед нами встала в продолжающихся исследованиях [2–5] по уникальным высокоминерализованным содовым водам угленосных отложений Кузбасса, вскрытых при бурении скважин на угольном метан ООО «Газпром добыча Кузнецк» и впервые описанные сотрудниками ТФ ИНГГ СО РАН [4].

© О. Е. Лепокурова, Н. С. Трифонов, 2021

\* Работа выполнена при поддержке грантов РФФИ 20-05-00127, 19-05-00290 и РНФ 20-77-10084.

Объектом исследований являются подземные воды пермских терригенно-угленосных отложениях (кольчугинская свита) Нарыкско-Осташкинской площади, циркулирующие на глубинах 0,4–1,2 км в зоне замедленного водообмена. Геологические и гидрогеологические условия территории, химический и изотопный состав вод уже неоднократно приводились [2–5]. Кратко охарактеризуем эти воды. Уникальность их связана с необычно высокой минерализацией (4–27 г/л), не характерной для содовых ( $\text{HCO}_3\text{-Na}$ ) вод (обычно в пределах 0,6–5 г/л). При этом показатель pH имеет достаточно небольшие значения 7,5–8,5. Для вод характерны высокие концентрации РОВ (Сорг до 53 мг/л), разнообразный набор микрокомпонентов, высокая насыщенность метаном, утяжеленный изотопный состав кислорода («кислородный сдвиг», указывающий на длительное время взаимодействия вод с кислородом вмещающих пород) и аномально тяжелый положительный изотопный состав углерода ( $\delta^{13}\text{C}$  ( $\text{HCO}_3$ ) до +31‰ и  $\delta^{13}\text{C}$  ( $\text{CO}_2$ ) до +22‰). Формирование состава данных вод объясняется нами длительным взаимодействием инфильтрационных вод с алюмосиликатными породами (песчаниками, алевролитами, аргиллитами, сланцами и т. д.) и углем в условиях затрудненного водообмена и равновесно-неравновесного состояния системы вода — порода [2].

Более детальное изучение РОВ в водах угленосных отложений показало [5], что гумусовые вещества представлены в основном фульвокислотами от 90,6 до 99,3 % (от 2,0 до 150,0 мг/л), гуминовые кислоты имеют подчиненное значение от 0,7 до 9,4 % (от 0,2 до 8,2 мг/л). Отношение ФК к ГК стабильное.

Формы миграции гумусовых кислот рассчитывались с помощью программного комплекса HydroGeo [6]. Методика расчетов комплексообразования достаточно подробно изложена в книгах Крайнова С. Р и Гаррельса Р. М. [7]. Такие соединения образуются при взаимодействии иона-комплексообразователя и лигандов, в данном случае органического происхождения (ФК и ГК). Характеристикой комплексного соединения служит константа устойчивости. При сравнении ее с составом реального раствора, можно судить об возможности образования данного соединения.

При выполнении термодинамических расчетов в систему по каждой пробе воды вводились данные по: t, pH, Eh, содержание основных ионов ( $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$  ( $\text{CO}_2$ ),  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Fe}^{2+}$ ), а также ГК, ФК,  $\text{PO}_4^{3-}$ , некоторых микроэлементов (Al, Br, Li, I, Ba, B, Zr, Ga, Ge), а также концентрации Si. Результаты расчетов представлены в таблице.

**Результаты расчетов форм миграций гумусовых кислот  
в подземных водах угленосных отложений Нарыкско-Осташкинской площади  
(интервалы содержаний, в скобках — среднее значение)**

Формы миграций	% от валового содержания	мг/л, мкг/л*	Примечание
Соединения с фульвокислотами			
NaФК <sup>-</sup>	97,4–99,8 (99,4)	19,6–114,8 (51,5)	0,6–4,0 (1,5) % от Na
MgФК	0,002–0,074 (0,02)	0,41*–0,08 (0,01)	0,01–0,30 (0,06) % от Mg
KФК <sup>-</sup>	0,05–2,21 (0,42)	0,01–2,55 (0,22)	0,18–1,24 (0,48) % от K
FeФК	0,0006–0,04 (0,01)	0,11*–0,04 (6,34*)	0,01–0,29 (0,11) % от Fe
(ФК) <sup>2-</sup>	0,10–0,20 (0,13)	0,02–0,23 (0,07)	–
CaФК	0,002–0,060 (0,012)	0,35*–0,7 (6,17)	0,006–0,85 (0,11) % от Ca
LiФК <sup>-</sup>	0,002–0,013 (0,004)	0,36*–14,4* (2,1*)	% 0,0001–10,4 (0,43) % от Li
BaФК	0,0003–0,006 (0,001)	0,06*–7,2* (0,6*)	% 0,0001–0,16 (0,02) % от Ba
Соединения с гуминовыми кислотами			
(ГК) <sup>2-</sup>	72,5–97,8 (91,3)	0,1–1,1 (0,6)	–
MgГК	0,5–8,6 (3,44)	0,8*–0,9 (0,2)	0,05–0,41 (0,15) % от Mg
CaГК	1,2–18,9 (5,2)	1,0*–0,2 (0,04)	0,05–0,52 (0,17)% от Ca

Фульвокислоты, как уже говорилось, преобладают в водах среди РОВ, и имеют большую способность к комплексообразованию по сравнению с другими органическими кислотами. Как показали расчеты, они образуют 10 соединений: 7 из них представлено (см. таблицу), а 3 —  $(\text{Na}(\text{ФК})_2)_3^-$ ,  $(\text{Mg}(\text{ФК})_2)_2^-$ ,  $(\text{Fe}(\text{ФК})_2)_2^-$  появляются в значениях  $< 0,1 \%$  и поэтому здесь не приведены. При этом в виде собственно  $(\text{ФК})^{2-}$  фульвокислоты мигрируют незначительно. Основная часть ФК (97,4–99,8 %) соединяется в  $\text{NaФК}^-$ , однако в пересчете на натрий максимально только 4 % Na связывается с фульвокислотами, а в среднем только 1,5 %.

Из введенных микрокомпонентов соединения с фульвокислотами образуют лишь Li и Ba, в значениях невысоких  $< 0,1 \%$ , но в пересчете на концентрацию Li, получается достаточно весомо до 10 % (правда в среднем всего 0,4 %). Ba в пересчете на BaФК мигрирует незначительно.

Гуминовые кислоты в основном (72,5–97,8 %) мигрируют в чистом виде  $(\text{ГК})^{2-}$ , образуя соединения только с магнием и кальцием. При этом ГК больше связываются с Ca, что подтверждается данными других работ [8, 9], однако большей связи Mg с ФК не отмечено. В любом случае в среднем только 0,15 % Mg и 0,17 % Ca связывается с ГК.

В качестве основного вывода можно заключить следующее. Натриевому составу вод угленосных отложений в том числе способствуют фульвокислоты, почти полностью расходуя себя на образование с Na устойчивые соединения и не позволяющие ему таким образом осаждаться во вторичные минералы. Однако связывание натрия очень незначительное (в среднем 1,5 %) и напрямую зависит от концентраций ФК, которые, как правило, на два порядка меньше, чем Na. Кроме того, выявлено что с ФК достаточно хорошо мигрирует Li. Гуминовые кислоты на формирование вод оказывают малое влияние, незначительно связывая лишь магний и кальций, но в основном мигрируют в свободной форме.

### Список литературы

1. Крайнов С. Р. Геохимия подземных вод. Теоретические, прикладные и экологические аспекты / С. Р. Крайнов, Б. Н. Рыженко, В. М. Швец. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. 672 с.
2. Лепокурова О. Е. Содовые подземные воды юга Кузбасса: изотопно-химические особенности и условия формирования / О. Е. Лепокурова // Геохимия. 2018. № 9. С. 904–919.
3. Домрочева Е. В. Геохимическая характеристика подземных вод Нарыкско-Осташкинской площади (Кузбасс) / Е. В. Домрочева, О. Е. Лепокурова, Д. А. Сизиков // Известия Томского политехнического университета. 2014. Т. 325. №1. С. 94–101.
4. Шварцев С. Л. Аномальный состав изотопов углерода в подземных щелочных водах Кузбасса / С. Л. Шварцев, О. Е. Лепокурова, Е. В. Домрочева, В. А. Пономарчук, Д. А. Сизиков // Доклады академии наук. 2016. Т. 469. № 6. С. 724–728.
5. Лепокурова О. Е. Гуминовые вещества в природных водах Нарыкско-Осташкинской площади (Кузбасс) / О. Е. Лепокурова, Е. В. Домрочева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. №3. С. 197–206.
6. Букаты М. Б. Разработка программного обеспечения для решения гидрогеологических задач / М. Б. Букаты // Известия Томского политехнического ун-та. 2002. Т. 305. Вып. 6. С. 348–365.
7. Гаррельс Р. М. Растворы, минералы, равновесия / Р. М. Гаррельс, Ч. Л. Крайст. Пер. с англ. М.: Мир, 1968. 368 с.
8. Гаськова О. Л. Влияние природных органических кислот на отношение Mg/Ca в донных осадках высокоминерализованных озер / О. Л. Гаськова, О. А. Складорова // Геология и геофизика. 2013. Т. 54. № 6. С. 829–840.
9. Wall N. A. Humic acids coagulation: influence of divalent cations / N. A. Wall, G. R. Choppin // Applied Geochemistry. 2003. V. 18. P. 1573–1582.

## МЕХАНИЗМЫ ФОРМИРОВАНИЯ СОСТАВА ВЕНДСКИХ РАССОЛОВ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ\*

Д. А. Новиков<sup>1,2</sup>, А. В. Черных<sup>1</sup>, Ф. Ф. Дульцев<sup>1</sup>, И. И. Юрчик<sup>1</sup>

<sup>1</sup> *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск*

<sup>2</sup> *Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск*

**Аннотация.** В вендских резервуарах Сибирской платформы развиты рассолы Cl Na, Cl Na-Ca, Cl Ca-Na, Cl Ca и Cl Ca-Mg типов с величиной общей минерализации от 84,6 до 583,1 г/дм<sup>3</sup>. Площадная региональная гидрогеохимическая зональность контролируется местоположением внешних, развитых по периферии Сибирской платформы, где протекали процессы инфильтрации метеорных вод, и внутренних областей питания. Определяющими факторами формирования их состава являются гравитационное опускание в вендские горизонты рассолов периодов существования на платформе кембрийских солеродных бассейнов, внедрение траппов в конце перми — начале триаса и сопровождающая его гидротермальная деятельность. Во время предвильючанского, преднепского, предтирского и предданиловского перерывов в осадконакоплении в вендские отложения проникали инфильтрогенные воды.

**Ключевые слова:** Гидрогеохимия, сверхкрепкие рассолы, кембрий, венд, степень метаморфизации, генетический тип, трапповый магматизм, Сибирская платформа.

## MECHANISMS FOR FORMING THE VENDIAN BRINES COMPOSITION OF THE SIBERIAN PLATFORM

D. Novikov<sup>1,2</sup>, A. Chernykh<sup>1</sup>, F. Dultsev<sup>1</sup>, I. Yurchik<sup>1</sup>

<sup>1</sup> *Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,  
Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk*

<sup>2</sup> *Novosibirsk State University, Novosibirsk*

**Annotation.** In the Vendian reservoirs of the Siberian platform, brines of Cl Na, Cl Na-Ca, Cl Ca-Na, Cl Ca and Cl Ca-Mg types with a total mineralization value of 84.6 to 583.1 g/dm<sup>3</sup> are developed. The regional lateral hydrogeochemical zoning is controlled by the outer recharge zone (the periphery of the Siberian platform) where water infiltration dominates, and the inner recharge zones. The determining factors for the formation of their composition are the gravitational subsidence of brines into the Vendian horizons of the periods of existence on the platform of the Cambrian salt-bearing basins, the emplacement of traps in the Late Permian — Early Triassic was accompanied by hydrothermal activation. During the Pre-Vilyuchan, Pre-Nepa, Pre-Tira, and Pre-Danilovo sedimentary hiatuses, infiltrogenic waters percolated into Vendian sediments.

**Key words:** Hydrogeochemistry, ultra-strong brines, Cambrian, Vendian, grade of metamorphism, genetic type, trap magmatism, Siberian Platform.

© Д. А. Новиков, А. В. Черных, Ф. Ф. Дульцев, И. И. Юрчик, 2021

\* Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025 и РФФИ в рамках научного проекта № 18-05-70074 «Ресурсы Арктики».



Среди более чем 30 верхнепротерозойских нефтегазоносных бассейнов мира [1] с доказанной промышленной нефтегазоносностью, с нефте- и газопроявлениями, а также с вероятной нефтегазоносностью рассолы вендских отложений в наибольшей мере изучены в Лено-Тунгусском бассейне [2,3].

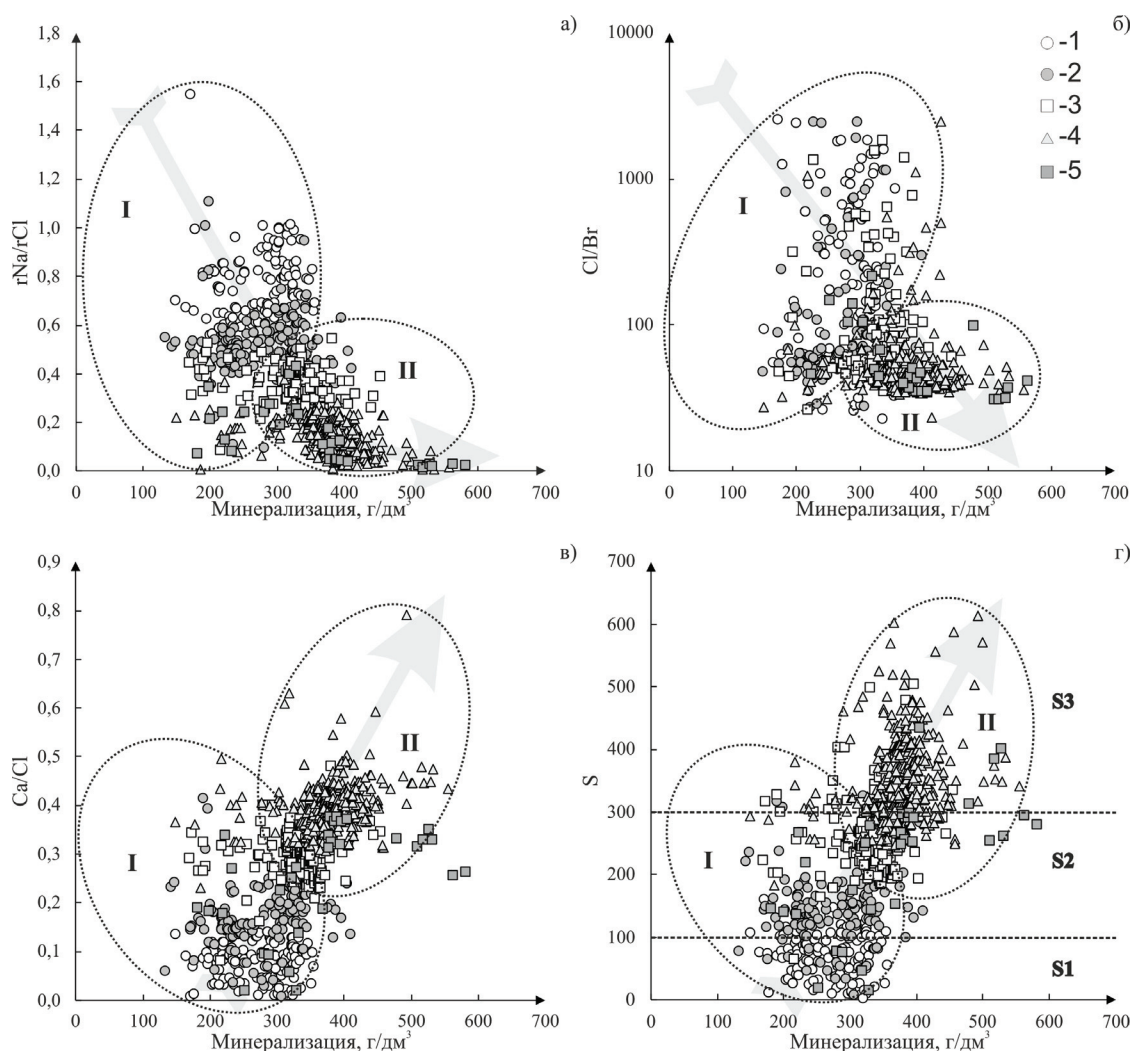
Хлоридные рассолы изучаемых горизонтов различаются по катионному составу от натриевых до магниевых. Причем, рассолы с повышенной долей магния в составе являются самыми редкими, и природа их появления требует дополнительных исследований. Преобладают кислые и слабокислые рассолы ( $\text{pH} = 3,0\text{--}5,5$ ) с вариацией значений  $\text{pH}$  от 3,0 до 7,0. Значения окислительно-восстановительного потенциала  $E_h$  варьируют от резко восстановительных  $-440$  мВ до окислительных  $+130$  мВ геохимических обстановок, при доминировании восстановительных с  $E_h = -176$  мВ. Величина общей минерализации рассолов вендских отложений варьирует в широком интервале от 84 до 150 г/дм<sup>3</sup> по периферии осадочного бассейна, достигая 583,1 г/дм<sup>3</sup> во внутренних районах Сибирской платформы. В наибольшей степени распространены рассолы с минерализацией от 280 до 400 г/дм<sup>3</sup> [2,3,4]. Несмотря на локальную изменчивость гидрогеохимического поля вендских горизонтов, наблюдается отчетливая латеральная зональность состава рассолов от хлоридного натриевого по периферии бассейна до хлоридного кальциевого в его внутренних районах.

Сравнительный анализ геохимических особенностей рассолов показал, что по  $\text{rNa/rCl}$ ,  $\text{Cl/Br}$ ,  $\text{Ca/Cl}$  отношениям и  $S$  все изученные воды обособляются в две генетические группы (см. рисунок). Первая (группа I) представлена разновозрастными инфильтрационными рассолами преимущественно хлоридного натриевого состава, выявленными по периферии бассейна. Они характеризуются величиной общей минерализации до 320 г/дм<sup>3</sup>, повышенным  $\text{rNa/rCl}$  (до 1,55),  $\text{Cl/Br}$  (до 2512) и  $\text{Ca/Cl}$  (в среднем 0,3) отношениями. Средние величины интегрированного показателя метаморфизации рассолов  $S$  составляют от 50 до 200. Их состав формировался преимущественно за счет процессов растворения наиболее растворимых минералов пород — галита, гипса и карбонатов. Они распространены узкой полосой вдоль окраины платформы.

Ко второй (группе II) с наибольшей степенью метаморфизации относятся седиментогенно-инфильтрационно-метаморфические крепкие рассолы преимущественно хлоридного кальциевого и кальциево-магниевого состава с величиной общей минерализации, превышающей 350 г/дм<sup>3</sup>. Для них характерны низкие значения  $\text{rNa/rCl}$  (в среднем 0,3),  $\text{Cl/Br}$  (до 100), повышенные значения  $\text{Ca/Cl}$  (в среднем 0,4) коэффициентов. Значения показателя  $S$  составляют более 250 (см. рисунок). Своим происхождением они обязаны нисходящей фильтрацией кембрийских рассолов в диагенезе (гравитационный эффект) и последующей метаморфизацией их состава при доломитизации известняков по широко известной реакции Мариньяка [5,6,7]. Другой механизм их формирования связан с взаимодействием рассолов с кальцийсодержащими алюмосиликатами и силикатами, что было экспериментально доказано М. Г. Валяшко и Н. К. Власовой в 1975 году [8] и термодинамически в работе С. Л. Шварцева и М. Б. Букаты [9]. Соотношение натриево-кальциевых и кальциевых рассолов по латерали и в разрезе связано с увеличением относительного содержания кальция с ростом общей минерализации. Хлоридные кальциевые рассолы с минерализацией 350–410 г/дм<sup>3</sup> доминируют в пределах юго-восточной окраины Тунгусского бассейна, в границах северо-западного склона Непско-Ботуобинской антеклизы. Рассолы только хлоридного натриево-кальциевого состава распространены в западной части Сибирской платформы.

Помимо вышеуказанных, одним из наиболее важных факторов формирования химического состава седиментогенно-инфильтрационно-метаморфических рассолов является трапповый магматизм и сопровождающая его гидротермальная деятельность в пермо-триасовое время [10], что привело к значительному изменению рассоловмещающих пород (галитизации

песчаников — засолонению коллекторов), значительному росту общей минерализации рассолов и катагенетическим изменениям их состава. Влияние интрузий наиболее ярко отражается в составе водорастворенных газов (ВРГ). Так, если в зоне влияния интрузии до 100 м в составе ВРГ доминирует углекислый газ с содержанием более 90 об. %, при содержании метана до 5 об. %, то на расстоянии 250 м концентрации  $\text{CO}_2$  падают до 30 об. %, а  $\text{CH}_4$  растут до 60–70 об. %. Схожие тенденции установлены для всего ряда гомологов от этана до гексана. Например, ВРГ с содержанием в составе  $\text{CO}_2 > 90$  об.% выявлены на Восточно- и Западно-Ногинской, Нижне-Тунгусской и Таначинской площадях. Установлена тенденция снижения его содержаний с глубиной и роста концентраций гелия до 0,40–0,52 об.% в интервале 3250–3500 м в пределах Курейской синеклизы [11,12,13]. Влияние интрузивного тела на преобразование состава водорастворенных газов нивелируется на расстоянии около 400 м.



Изменение отношений  $r\text{Na}/r\text{Cl}$  (а),  $\text{Cl}/\text{Br}$  (б),  $\text{Ca}/\text{Cl}$  (в) и степени метаморфизации  $S$  (г) (катагенетических изменений) подземных рассолов вендских отложений Сибирской платформы в зависимости от величины их общей минерализации. Химические типы хлоридных рассолов (по С. А. Щукареву): 1 — натриевый; 2 — с преобладанием катионов натрия; 3 — с преобладанием катионов кальция и натрия; 4 — кальциевый; 5 — с преобладанием катионов кальция и магния.

Стрелкой показано направление метаморфизации химического состава рассолов

Таким образом, уровень метаморфизации (катагенетических изменений) химического состава рассолов вендских отложений возрастает от наименее минерализованных Cl Na до крепких Cl Ca и Ca-Mg рассолов. Совместное рассмотрение  $rNa/rCl$ , Cl/Br, Ca/Cl отношений вместе с интегрированным показателем S подтверждает этот факт. Во время предвилючанского, преднепского, предтирского и предданиловского перерывов в осадконакоплении в изучаемые отложения проникали инфильтрационные воды. Можно предположить два этапа поступления рассолов в вендские горизонты. Первый связан с несколькими фазами гравитационного опускания рассолов периодов существования на платформе кембрийских солеродных бассейнов, а второй сопровождал процессы траппового магматизма в пермо-триасовое время.

### Список литературы

1. Конторович А. Э. Глобальные закономерности нефтегазоносности докембрия Земли / Конторович А. Э., Трофимук А. А., Башарин А. К., Беляев С. Ю., Фрадкин Г. С. // Геология и геофизика. 1996. Т. 37. № 8. С. 6–42.
2. Вожов В. И. Подземные воды и гидроминеральное сырье Лено-Тунгусской нефтегазонадной провинции / Вожов В. И. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2006. 209 с.
3. Novikov D.A. Geochemistry of brines in Vendian deposits of the Siberian platform / Novikov D.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F. // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2018. V. 193 (1). №012052.
4. Анциферов А. С. Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы / Анциферов А. С. М.: Недра, 1989. 176 с.
5. Гуревич В. И. К дискуссии о происхождении хлоридных кальциевых рассолов / Гуревич В. И. // Советская геология. 1963. № 8. с. 150–157.
6. Валяшко М. Г. Геохимия и генезис рассолов Иркутского амфитеатра / Валяшко М. Г., Поливанова А. И., Жеребцова И. К., Метких Б. И. М.: Наука, 1965. 159 с.
7. Лебедев В. И. К седиментационно-диагенетической теории образования хлоридно-кальциевых вод / Лебедев В. И. // Вестник ЛГУ. 1966. № 6. С. 26–41.
8. Валяшко М. Г. Экспериментальное исследование взаимодействия метаморфизованных морских рассолов с карбонатом кальция / Валяшко М. Г., Власова М. К. // Геохимия. 1971. № 5. С. 610–615.
9. Шварцев С. Л. О роли горных пород в формировании крепких рассолов хлоридно-кальциевого типа / Шварцев С. Л., Букаты М. Б. // Доклады АН. 1995. Т. 342. № 4. С. 530–533.
10. Конторович А. Э. Физико-химическое моделирование равновесий в системе «карбонат-эвапоритовые породы-вода-углеводороды» при контактовом метаморфизме и катагенезе / Конторович А. Э., Павлов А. Л., Третьяков Г. А., Хоменко А. В. // Геохимия. 1996. №7. С. 589–611.
11. Novikov D.A. Primary data on the impact from trap magmatism on the hydrogeochemistry of brines in the southwestern part of the Kureyka syncline (Siberian Platform) / Novikov D.A., Zhitova L.M., Dultsev F.F., Chernykh A.V. // E3S Web of Conferences. 2019. V. 98. № 08017.
12. Новиков Д. А. Влияние траппового магматизма на геохимию рассолов нефтегазоносных отложений западных районов Курейской синеклизы (Сибирская платформа) / Новиков Д. А., Гордеева А. О., Черных А. В., Дульцев Ф. Ф., Житова Л. М. // Геология и геофизика. 2020. DOI: 10.15372/GiG2020160.
13. Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins / Novikov D.A. // Petroleum Exploration and Development. 2017. V. 44. Issue 5. P. 780–788.

УДК 556.38  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-82-84

## УТОЧНЕНИЕ ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШИРОТНОГО ПРИОБЬЯ

И. Г. Сабанина<sup>1,2</sup>, Т. В. Семенова<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

<sup>2</sup> Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа  
Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, Россия

**Аннотация.** Для прогноза нефтегазоносности, реконструкция палеогидрогеологических условий приобретает большое практическое значение.

На основе анализа палеогидродинамических схем и детальных расчетов кратности смены вод в осадках выявлено, что в центральной части Западно-Сибирского мегабассейна исключительно отжатые поровые воды — это измененные воды древних морских бассейнов, находящиеся в породах апт-сеноманского — юрского возрастов.

**Ключевые слова:** Западно-Сибирский мегабассейн, Среднее Приобье, палеогидрогеология, седиментация, трансгрессия, подземные воды.

## CLARIFICATION OF PALEOHYDROGEOLOGICAL CONDITIONS DEPOSITS OF THE LATITUDINAL OB REGION

I. G. Sabanina<sup>1,2</sup>, T. V. Semenova<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

<sup>2</sup> West Siberian Institute of Oil and Gas Geology Problems,  
Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**Annotation.** The reconstruction of paleohydrogeological conditions is of great practical importance for the forecast of oil and gas potential.

Based on the analysis of paleohydrodynamic schemes and detailed calculations of the multiplicity of water changes in sediments of different ages, it was revealed that in the sediments from the Aptian-Cenomanian to the Jurassic age in the central part of the West Siberian megabasin, only pressed pore waters are developed, representing the changed waters of ancient marine basins.

**Key words:** West-Siberian megabasin, Middle Ob, paleohydrogeology, sedimentation, transgression, underground waters.

В пределах Среднего Приобья Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) располагается крупнейшая нефтегазоносная провинция с уникальными по запасам месторождениями нефти и газа.

При изучении нефтегазоносности ЗСМБ, важное значение гидрогеологических исследований подтверждено учеными, такими как: А. Э. Конторовичем, Б. П. Ставицким, В. М. Матушевичем, А. В. Рыльковым, Р. Г. Прокопьевой, И. Н. Ушатинским и др.

В разрезе мезозойского гидрогеологического бассейна Среднего Приобья и ЗСМБ в целом выделяются апт-альб-сеноманский, неокомский и юрский гидрогеологические комплексы. Реконструкция палеогидрогеологических условий приобретает большое практическое значение при прогнозировании нефтегазоносности. Для упрощения палеогидрогеологического анализа, большую роль играют в развитии бассейна вертикальные отрицательные тектонические движения, а в связи с этим — на отсутствие видимых крупных перерывов в осадконакоплении в наиболее погруженной части бассейна [1].

Значительное количество расчетных данных позволяет выявить зоны с различной интенсивностью седиментационного водообмена и использовать их для оценки направления потока отжимающихся из глин вод [2, 3].

Отмечаются определенные закономерности в распределении характера углеводородов в залежах (нефть, газоконденсат, газ) по площади бассейна, а также в зональности месторождений нефти по их качеству. В то же время наблюдается некоторая связь этих закономерностей с гидрогеохимической зональностью.

В центральной части, наиболее погруженной выделяется зона гидрогеохимической аномалии как в плане, так и в разрезе.

Объединение наибольших мощностей пород, столба морской воды, величин кратностей смены отжимаемых вод в период опускания бассейна и осадконакопления прослеживается как зона повышенных геостатических давлений (зоны пьезомаксимумов), а низкие параметры этих показателей — это зоны пониженных давлений (зоны пьезоминимумов).

В разновозрастных осадках, на основе анализа палеогидродинамических схем и детальных расчетов кратности смены вод обнаружено, что в центральной части Западно-Сибирского мегабассейна, в породах от апт-сеноманского до юрского возрастов развиты отжатые поровые воды — это измененные воды древних морских бассейнов. Кратность смены вод, отжатых из глин, составляет здесь по юрским отложениям 25–30, по валанжинским — 20–35, по готерив-барремским — около 20 и по апт-сеноманским — 2–3. В прибортовых частях бассейна развиты воды инфильтрационного генезиса [5, 6].

Уменьшение минерализации вод прослеживается с глубиной с востока на запад в готерив-барремских отложениях: Мегийонская площадь 25–27 г/л, Усть-Балыкская — 15–18 г/л, Салымская площадь 11–13 г/л. Состав пластовых вод аналогичен отжатым поровым растворам [7].

Юрские отложения распространены почти повсеместно по ЗСМБ. Тюменская свита сложена континентальными и частично прибрежными морскими образованиями: серыми песчаниками, переслаивающимися с темно-серыми алевролитами, аргиллитами, реже карбонатными породами (сидеритами), содержащими тонкие прослойки и линзы угля.

В начале среднеюрской эпохи большая часть ЗСМБ представляла собой озерно-аллювиальную равнину. В условиях крупных озерных водоемов, заболоченных равнин происходило формирование угленосных отложений тюменской свиты.

Седиментация в течение ранней средней юры эволюционировала от чисто континентальной до условий прибрежных равнин, периодически заливаемых морем. В нижней части комплекса коллекторские горизонты связываются с седиментационными телами речных палеоврезов. Продуктивные горизонты часто развиты во впадинах поднятий.

Отложения баженовской свиты формировались в условиях моря на глубинах 100–200 м, при выравнивании рельефа как в области питания, так и самом водоеме. Теплое и неглубокое море при слабом поступлении терригенного материала в виде тонкодисперсных частиц способствовало расцвету жизни и захоронению органических остатков с минимальным содержанием минерального материала.

Выравнивание в областях сноса, а, следовательно, глубокое выветривание пород способствовало выносу водно-растворимых соединений, обогащая воды баженовского моря микро-



элементами и солями, что и привело к интенсивному развитию радиолярий, пелиципод, аммонитов, белемнитов, планктона и водорослей. Это и обусловило кремнисто-известковистый, насыщенный органическими остатками характер пород. Сероводородное заражение способствовало накоплению битуминозных отложений.

На рассматриваемой территории по юрским отложениям можно сделать выводы: невыдержана проницаемость пластов и преобладание ловушек литологических типов. К центральной части Мансийской синеклизы, составная часть глинистого материала увеличивается. Мощность отложений уменьшается от 500 м в днищах впадин до 100 м на поднятиях сводов. Региональная покрывка — глины нижневасюганской подсвиты нижнего келловея, соответствуют этапу крупной морской трансгрессии [4].

Палеогидрогеологические условия отражаются на химическом составе, минерализации и метаморфизации подземных вод. Правильная трактовка их происхождения необходима при прогнозировании на нефть и газ, промышленные и минеральные воды и другие полезные ископаемые.

### Список литературы

1. Гидрогеологические и палеогидрогеологические условия размещения залежей нефти и газа : монография / Е. А. Барс, Н. А. Климанова, С. Н. Титкова [и др.] ; Новосибирск, «Наука», 1977. Текст: непосредственный.
2. Карцев, А. А. Палеогидрогеология / А. А. Карцев, С. Б. Вагин, Е. А. Басков. М.: Недра, 1969. 152 с.
3. Матусевич, В. М. Палеогидрогеология южных нефтегазоносных районов Тюменской области / В. М. Матусевич, Т. В. Семенова. Текст : непосредственный // Известия вузов. Нефть и газ. 2003. № 1. С. 14–22.
4. Ставицкий, Б. П. Палеогидрогеология Западно-Сибирского артезианского бассейна / Б. П. Ставицкий, В. М. Матусевич. Текст : непосредственный // Материалы V совещания по подземным водам Сибири и Дальнего Востока. Иркутск-Тюмень : изд-во СО АН СССР, 1967. С. 93–101.
5. Сабанина, И. Г. Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна Среднего Приобья (на примере Усть-Балыкского месторождения) / И. Г. Сабанина, Т. В. Семенова. Текст : непосредственный // Известия ВУЗов. Нефть и газ. 2020. №3. С. 20–31.
6. Сабанина, И. Г. Гидрогеологические условия мезозойского гидрогеологического бассейна в районе Усть-Балыкского месторождения нефти / И. Г. Сабанина, Т. В. Семенова. Текст : непосредственный // Материалы Национальной научно-практической конференции НЕФТЬ И ГАЗ: технологии и инновации. Тюмень : ТИУ, 2019. Т. 1. С. 17–19.
7. Сабанина, И. Г. Гидрогеохимическая характеристика подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна в районе Усть-Балыкского месторождения / И. Г. Сабанина, Т. В. Семенова. Текст : непосредственный // Материалы Национальной научно-практической конференции НЕФТЬ И ГАЗ: технологии и инновации. Тюмень : ТИУ, 2020. Т. 1. С. 47–49.

**СЕКЦИЯ 2**  
**ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА**  
**ПОДСЕКЦИЯ 1**  
**ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ**

УДК 553.98: 571.5: 552.578.2.061.32  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-85-88

**НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ УГЛЕРОДИСТОЙ ПАЧКИ  
ИРЭМЭКЭНСКОЙ ТОЛЩИ РИФЕЯ БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ  
ПО НОВЫМ ДАННЫМ**

**Л. Н. Болдушевская<sup>1</sup>, С. В. Фадеева<sup>2</sup>, В. В. Самойленко<sup>2</sup>,  
П. В. Трушков<sup>2</sup>, В. А. Галиаскаров<sup>3</sup>, С. В. Наумов<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск

<sup>2</sup> ООО «ТомскНИПИнефть», г. Томск

<sup>3</sup> ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», г. Красноярск

**Аннотация.** Данные пиролиза органического вещества (ОВ) аргиллитов в нижней части ирэмэкэнской толщи верхнего рифея по двум новым скважинам Куюмбинского месторождения показали превосходный нефтематеринский потенциал. Материалы позволили определить более широкое распространение богатой углеродистой пачки в рифейском прогибе Мадринско-Куюмбинского блока. По данным трех скважин в разных частях рифейского прогиба фациальные условия накопления нефтематеринской пачки ирэмэкэнской толщи и степень катагенеза ОВ несколько отличаются. Полученные геохимические параметры нефтематеринской пачки используются при уточнении корреляции рифейских толщ и при бассейновом моделировании на территории запада Сибирской платформы.

**Ключевые слова:** Байкитская антеклиза, Куюмбинское нефтегазовое месторождение, рифей, ирэмэкэнская толща, пиролиз органического вещества, нефтегазогенерационный потенциал.

**OIL AND GAS GENERATION POTENTIAL OF UPPUR RIPHEAN  
IREMEKANSKAYA STRATA CARBON LAYER BY BAIKITE ANTECLISE**

**L. N. Boldushevskaya<sup>1</sup>, S. V. Fadeeva<sup>2</sup>, V. V. Samoilenko<sup>2</sup>,  
P. V. Trushkov<sup>2</sup>, V. A. Galiaskarov<sup>3</sup>, S. V. Naumov<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> LLC «RN-KrasnoyarskNIPIneft», Krasnoyarsk

<sup>2</sup> LLC «RN-TomskNIPIneft», Tomsk

<sup>3</sup> LLC «Slavneft-Krasnoyarskneftegas», Krasnoyarsk

**Annotation.** The organic matter (OM) pyrolysis data of argillites at the bottom of the Riphean Iremekanskaya strata in the two new wells of the Kuyumbinskoye oil and gas field showed excellent oil generation potential. Materials made it possible to determine the wider distribution of a rich carbon layer in the Riphean trough of the Madrinsko-Kuyumbinsky block. According to three wells in different parts of the Riphean depression, the facial conditions for the accumulation of the oil generations argillites of the Iremekanskaya strata and the degree of catagenesis of the s are somewhat different. The obtained geochemical parameters of the oil source rock are used in clarifying the correlation of Riphean sediments and with basic modeling in the West of the Siberian platform.

**Key words:** Baikite Antecline, Kuyumbinsky oil and gas field, Riphean, Iremekanskaya strata, Pyrolysis of organic matter, oil and gas generation potential.

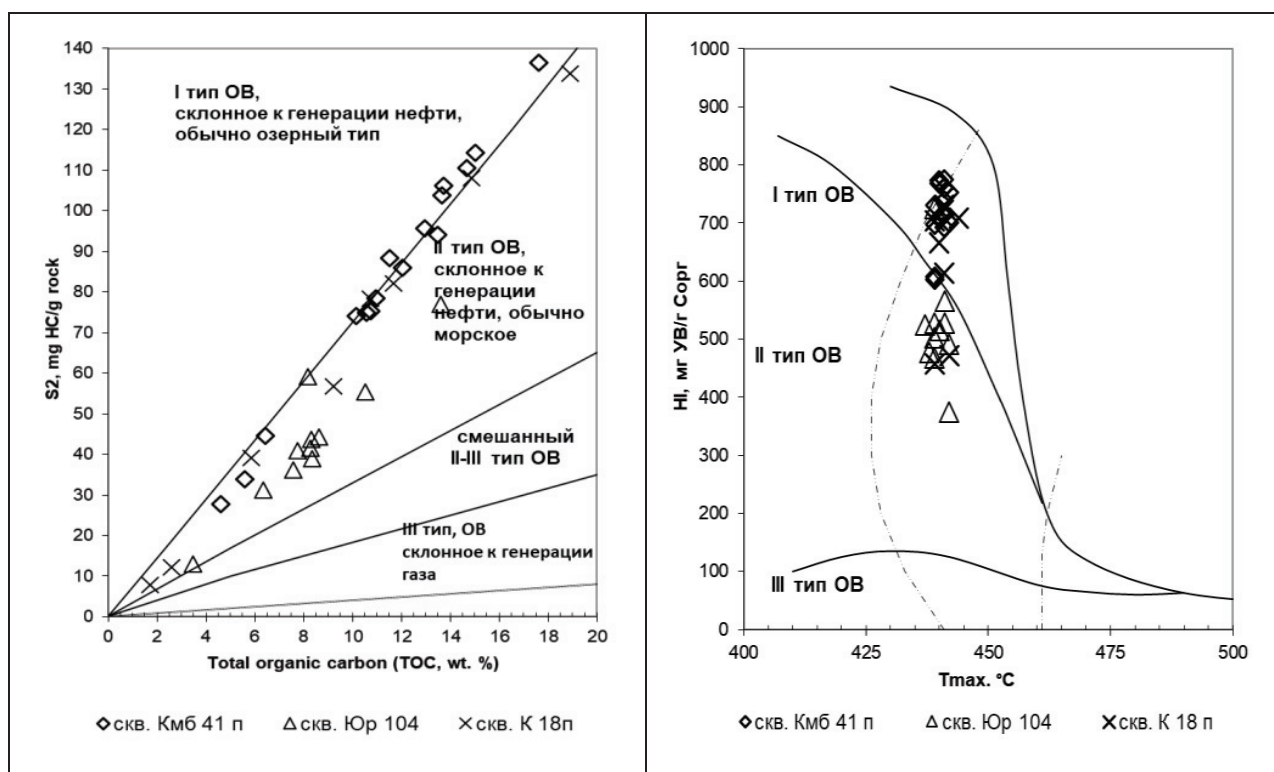
Согласно осадочно-миграционной теории образования нефти и газа, основные положения которой изложены В. А. Успенским, В. А. Соколовым, И. М. Губкиным, А. Э. Конторовичем, Н. Б. Вассоевичем, Б. Тиссо и Д. Вельте и др., главный источник углеводородов — это органические соединения, присутствующие в рассеянном состоянии в осадочных породах. Прежде чем органическое вещество (ОВ) образует нефть, оно должно пройти сложный путь геохимических изменений вместе с вмещающими их породами. Метод пиролиза ОВ пород позволяет проводить в разрезе диагностику нефтегазоматеринских толщ. Методика пиролиза ОВ подробно описана в работах Дж. Эспиталье, 1985; А. Э. Конторовича, 1986; Лопатина Н. В., Емец Т. П., 1987; Меленевского В. Н., 1991.

По Юрубчено-Тохомской зоне нефтенакпления, расположенной на западе Сибирской платформы, накоплен значительный объем геолого-геофизической и геохимической информации, однако сложное структурно-тектоническое строение месторождений, вопросы истории формирования залежей и происхождения УВ требуют дальнейшего изучения. В частности, современные методы органической геохимии могут решить вопросы источников углеводородов, в комплексе с другими геологическими данными участвуют в уточнении корреляции рифейских толщ, вносят свой вклад при моделировании месторождений и осадочных бассейнов, дают анализ степени сохранности УВ в ловушках разного типа. В геохимическое изучение рифей-вендских отложений и нефтидов Байкитской антеклизы внесли большой вклад работы Баженовой Т. К., Богородской Л. И., Дахновой М. В., Конторовича А. Э., Ларичева А. И., Соболева П. Н., Тимошиной И. Д., Филипцова Ю. А., Хабарова Е. М. и др.

Установлено, что основным генератором нефти и газа на территории западной части Сибирской платформы служили преимущественно рифейские толщи. Одним из самых обогащенных ОВ уровнем является углеродистая пачка в нижнеирэмэжэнской подтолще верхнего рифея. Ранее эта пачка аргиллитов с высоким содержанием органического углерода (Сорг) вскрыта и изучена в керне скважины Юрубченская 104 (4,5 м керна при выходе 50 %), прослежена по шламу и каротажу в скв. Усть-Камовская 20 и в скв. Юрубченская 110, где мощность ее сокращена. Результаты пиролиза ОВ показали превосходный потенциал этой пачки [3, 4].

В настоящее время получен новый материал в скважинах Куюмбинской 41п и Куюмбинской 18п. Результаты пиролиза ОВ показаны на рисунке 1. Нефтематеринская пачка в ирэмэкэнской толще представлена углеродистыми буровато-черными, хорошо отмученными, тонкоплитчатыми аргиллитами толщиной 5,2–12 м. Содержание органического углерода (ТОС) по двум новым скважинам варьирует от 1,71 до 18,91 %, среднее значение составляет 10,8 % по 27 пробам. Остаточный нефтегазогенерационный потенциал керогена S<sub>2</sub> достигает 136,39 мг УВ/г породы, и характеризует эту аргиллитовую пачку как богатую нефтематеринскую породу. Высокие значения водородного индекса (Н<sub>1</sub>) также свидетельствуют о превосходном генерационном потенциале и составляют 602–774 мг УВ/г ТОС, в среднем 718 мг УВ/г ТОС. Фациальные условия образования толщи в районе скважин Куюмбинская 41п и Куюмбинская 18п были несколько более благоприятные для накопления органического вещества, большая часть проб иллюстрирует I тип (озерный) керогена, тогда как пробы из ирэмэкэнской толщи из скважины Юрубченская 104 показывают кероген II типа. Зрелость органического вещества нефтематеринской пачки соответствует начальной стадии нефтегенерации, и повышенный водородный индекс и S<sub>2</sub> в скв. Кмб 41п и Кмб 18 п по сравнению со скв. Юр 104, обусловлен несколько меньшей катагенетической преобразованностью.

Таким образом, результаты пиролиза органического вещества углеродистой пачки ирэмэкэнской толщи, вскрытой скв. Куюмбинской 41п, Куюмбинской 18п показали превосходный нефтегенерационный потенциал и подтвердили выводы Ю. А. Филиппова и др. [3, 4], А. Э. Конторовича и др. [1, 2] о том, что эта пачка обладает самым высоким остаточным нефтегене-



Результаты пиролиза ОВ пород ирэмэкэнской толщи R<sub>3</sub>гп скважин Куюмбинской 41п, Куюмбинской 18п и Юрубченской 104 на диаграмме зависимости остаточного генерационного потенциала от общего содержания углерода в породе (слева) и на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена (Н<sub>1</sub>-T<sub>max</sub>) (справа). Субвертикальными пунктирными линиями показана зона катагенетической зрелости ОВ от 0,5 до 1,3 R°

рациональным потенциалом в рифейском разрезе Байкитоской антеклизы и что нефти уникальной Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления связаны преимущественно с генерацией УВ рифейскими отложениями. Новые данные показали более широкое распространение обогащенной ОВ аргиллитовой пачки в рифейском прогибе Мадринско-Куломбинского блока. По данным трех скважин в разных частях рифейского прогиба фациальные условия накопления нефтематеринской пачки ирэмэкэнской толщи и степень катагенеза ОВ несколько отличаются. Полученные геохимические параметры нефтематеринской пачки используются при уточнении корреляции рифейских толщ и при бассейновом моделировании на территории запада Сибирской платформы.

### Список литературы

1. Конторович А. Э. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / Конторович А. Э., Бахтуров С. Ф., Башарин А. К., Беляев С. Ю., Бурштейн Л. М., Конторович А. А., Кринин В. А., Ларичев А. И., Ли Году, Меленевский В. Н., Тимошина И. Д., Фрадкин Г. С., Хоменко А. В. // Геология и геофизика, 1999, т.40, № 11, с. 1676–1693.
2. Конторович А. Э. Пиролиз как метод изучения нефтегазогенерационного потенциала материнских пород / Конторович А. Э., Меленевский В. Н., Фомичев А. С., Шведенков Г. Ю. // Геология нефти и газа. № 12. 1986. с. 36–41
3. Филипцов Ю. А. Оценка катагенеза и нефтегазогенерационных свойств органического вещества рифейских и вендских отложений Байкитской антеклизы и Катангской седловины / Филипцов Ю. А., Петришина Ю. В., Болдушевская Л. Н. // Геология и геофизика. 1999. Т 40. № 9. С. 1340.
4. Филипцов Ю. А. Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук / Ю. А. Филипцов Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН: Новосибирск, 2016–449 с



УДК 550. 4:552.57/58(571.1)  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-89-92

## СОСТАВ КЕРОГЕНА ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ \*

Л. С. Борисова, А. Н. Фомин, Н. С. Ким

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

**Аннотация.** Работа посвящена изучению геохимических особенностей состава нерастворимого органического вещества (НОВ) верхне-, средне- и нижнеюрских отложений севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (165 проб) комплексом методов: элементный и изотопный анализы, пиролиз Rock-Eval [1, 2]. Получена важная информация об его генетическом типе, уровне зрелости и остаточном нефтегенерационном потенциале (НГ).

**Ключевые слова:** Кероген, состав, юрские отложения, Западная Сибирь.

## COMPOSITION OF KEROGEN COMPOSITION IN JURASSIC DEPOSITS OF NORTHERN WESTERN SIBERIA

L. Borisova, A. Fomin, N. Kim

*Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Prosp. Akad. Koptuyuga 3, Novosibirsk*

**Annotation.** The work is devoted to the study of the geochemical features of the composition of insoluble organic matter (IOM) of the Upper, Middle and Lower Jurassic deposits of the north of the West Siberian oil and gas basin (165 samples) using a set of methods: elemental and isotope analyzes, Rock-Eval pyrolysis [1, 2]. The most important information about its genetic type, maturity level and residual oil generation potential (HI) has been obtained.

**Key words:** Kerogen, composition, Jurassic deposits, Western Siberia.

Керогены (НОВ) нижне-среднеюрских отложений северных территорий Западной Сибири, в среднем по горизонтам характеризуются пониженными содержаниями водорода (4,20–5,28 %) (табл. 1), атомных отношений Н/С (0,59–0,78), низкой сернистостью (0,18–1,03 %), изотопно тяжелым составом углерода ((–28,4) — (–24,5) ‰), относительно низким нефтегенерационным потенциалом — от 43 до 123 мг УВ/г С<sub>эл</sub>.

Полученные результаты свидетельствуют о значительном вкладе террагенной составляющей в органическое вещество (ОВ) этих отложений (III тип). Однако в средней юре (малышевский, леонтьевский горизонты) распространены уровни, где ОВ пород является аквагенным (II тип): содержание водорода — 6,12–6,50 %, сера пиритная составляет 14–23 %, нефтегенерационный потенциал — до 260 мг УВ/г С<sub>эл</sub>.

Керогены верхнеюрских отложений на севере Западной Сибири по сравнению с нижне-среднеюрскими в среднем по горизонтам характеризуются более высокими содержа-

© Л. С. Борисова, А. Н. Фомин, Н. С. Ким, 2021

\* Работа выполнена при финансовой поддержке Проекта ФНИ № 0331-2019-0022.

ями водорода (5,32–7,18 %), атомных отношений Н/С (0,78–1,05), относительно повышенной сернистостью (до 2,60 %), более высоким нефтегенерационным потенциалом (табл. 2).

Керогены уникально богатой органическим веществом баженовской свиты выделяются самыми высокими содержаниями водорода (до 8,20 %), атомных отношений Н/С (до 1,25), серы (до 10,12 %), изотопно легким составом углерода (до (–32,9) ‰), высоким нефтегенерационным потенциалом (до 414 мг УВ/г С<sub>эл</sub>). Все это однозначно свидетельствует в пользу аквагенного типа ОВ (II) баженовской свиты [3]. Органическое вещество васюганского горизонта характеризуются некоторым вкладом террагенных составляющих (II-III тип), хотя по данным изучения керогена он существенно меньше, чем в ОВ нижележащих горизонтов средней юры.

Таблица 1

**Средние данные анализа керогена ниже-среднеюрских отложений  
севера Западной Сибири**

Горизонт	С <sub>орг</sub> , % на породу	Н.О., % на породу	Зольность, % на кероген	Сера пиритная, % на кероген	Сера элем+орган, % на кероген	С, % на кероген	Н, % на кероген	S, % на кероген	S+O+N, % на кероген	(Н/С) <sub>ат</sub>	(О/С) <sub>ат</sub>	δ <sup>13</sup> C, ‰	Тип ОВ	НЦ, мг УВ/г С <sub>эл</sub>
Зимний	1,58	88,3	15,6	3,2	0,2	86,1	4,2	0,3	9,7	0,59	0,07	-26,9	Т	46
Левинский	1,91	89,8	11,1	0,5	0,2	84,1	4,7	0,3	11,1	0,68	0,09	-24,5	Т	92
Шараповский	2,63	87,4	12,5	2,1	0,3	85,3	4,7	0,4	10,0	0,67	0,07	-25,9	Т	66
Китербютский	2,45	88,1	15,1	5,8	0,4	85,4	4,9	0,5	9,7	0,68	0,07	-27,7	Т-АТ	70
Надояхский	2,74	85,7	8,8	0,3	0,1	84,5	4,8	0,2	10,7	0,69	0,08	-26,6	Т	73
Лайдинский	2,95	90,2	5,9	0,5	0,3	87,6	4,9	0,4	7,5	0,67	0,05	-25,0	Т	45
Вымский	3,89	89,9	8,4	2,1	0,3	85,0	5,0	1,0	9,9	0,71	0,06	-25,4	Т	114
Леонтьевский	3,43	87,2	7,5	2,3	0,4	82,4	5,1	0,4	12,5	0,75	0,09	-28,4	Т-АТ	136
Мальшевский	3,44	88,3	10,9	2,0	0,5	81,0	5,3	0,8	13,7	0,78	0,11	-26,3	Т-АТ	123

Примечание: А — аквагенный, Т — террагенный типы НОВ.

Полученные данные об элементном составе НОВ дают четкие представления не только об его генетическом типе, но хорошо коррелируют с результатами пиролиза по определению уровня зрелости. Органическое вещество пород нижней и средней юры в целом сильно пре-

образовано (градации МК<sub>2</sub>–АК), лишь ОВ малышевского и левинского горизонтов находится в главной зоне нефтеобразования (МК<sub>1</sub><sup>2</sup>–МК<sub>2</sub>) [4]. С той же интенсивностью изменены и отложения верхней юры (МК<sub>1</sub><sup>1-2</sup>–МК<sub>2</sub>). Под действием факторов катагенеза от верхнеюрских отложений вниз по разрезу происходит постепенная карбонизация состава НОВ — дегидрогенизация, удаление гетероэлементов. Уменьшение водорода в процессе преобразования ОВ наглядно демонстрирует снижение атомного отношения Н/С от верхнеюрских (1,05) до нижнеюрских (0,59) отложений.

Таблица 2

**Средние данные анализа керогена верхнеюрских отложений севера Западной Сибири**

Свита	Сорг % на породе	Н.О., % на породе	зольность % на кероген	сера пиритная, % на кероген	сырого элем+орган	С, % на кероген	Н, % на кероген	S, % на кероген	S+O+N, % на кероген	(Н/С)ат	(О/С)ат	δ <sup>13</sup> С, ‰	Тип ОВ	НН, мг УВ/г С <sub>эл</sub>
<b>Васюганский горизонт</b>														
Васюганская, сиговская, точинская	2,75	86,8	24,8	13,7	1,1	81,5	5,2	1,6	13,3	0,76	0,16	-23,4	АТ	нет данных
Абалакская	2,23	87,5	27,9	18,0	0,3	83,2	5,6	0,7	11,2	0,81	0,08	-23,2	А-ТА-АТ	
Георгиевская	2,50	87,9	21,7	15,0	1,2	83,7	5,9	1,9	10,5	0,84	0,06	нет данных	А-ТА-АТ	88
среднее по горизонту	2,65	87,0	24,8	14,4	1,0	82,0	5,3	1,6	12,7	0,78	0,14	-23,9	АТ	90
<b>Баженовский горизонт</b>														
Баженовская	8,27	89,3	25,4	17,9	1,6	81,9	7,2	2,6	11,0	1,05	0,06	-30,0	А	264
Яновстанская	2,25	83,1	26,0	19,0	0,4	78,1	6,1	1,1	15,8	0,93	0,19	-25,0	А-ТА	117
Гольчихинская	1,31	68,3	30,9	21,9	0,4	79,2	6,1	0,7	14,8	0,92	0,12	-25,4	А-ТА	114
среднее по горизонту	3,95	80,2	27,4	19,6	0,8	79,7	6,4	1,5	13,8	0,97	0,12	-26,8	А-ТА	165

Таким образом, на примере изучения 165 керогенов показано, что нефтепроизводящими комплексами в разрезе юры севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции являются глинистые толщи баженовской свиты, частично васюганской, а также в небольшой степени

китербютского, леонтьевского, малышевского и георгиевского региональных стратиграфических горизонтов. Кроме того, породы, содержащие террагенное органическое вещество, могли генерировать значительное количество газов и определенную долю жидких углеводородов, имеющих «неморской» облик.

### Список литературы

1. Богородская, Л. И. Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация / Л. И. Богородская, А. Э. Конторович, А. И. Ларичев. Новосибирск: Филиал «Гео», 2005. 255 с.
2. Современные методы анализа в органической геохимии / под ред. А. Э. Конторовича. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1973. Вып. 166. 100 с.
3. Конторович А. Э. Геохимия и катагенетические превращения керогена баженовского горизонта / А. Э. Конторович, Богородская Л. И., Борисова Л. С., Бурштейн Л. М., Исмагилов З. Р., Ефимова О. С., Костырева Е. А., Лемина Н. М., Рыжкова С. В., Созинов С. А., Фомин А. Н. // Геохимия. 2019. Т. 64. № 6. С. 585–593.
4. Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / А. Н. Фомин, А. Э. Конторович, В. О. Красавчиков // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11. С. 1875–1887.

УДК 550. 4:552.57/58(571.1)  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-93-96

## ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КЕРОГЕНА МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ\*

Л. С. Борисова, А. Н. Фомин

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

**Аннотация.** Работа посвящена изучению геохимических особенностей состава нерастворимого органического вещества (ОВ) меловых отложений севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна комплексом методов: элементный и изотопный анализы, пиролиз Rock-Eval [1, 2]. Получена важная информация об его генетическом типе, уровне зрелости и остаточном нефтегенерационном потенциале (НГ).

**Ключевые слова:** кероген, состав, меловые отложения, Западная Сибирь.

## COMPOSITION OF KEROGEN COMPOSITION IN CRETACEOUS DEPOSITS OF NORTHERN WESTERN SIBERIA

L. Borisova, A. Fomin

*Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Prosp. Akad. Koptuyuga 3, Novosibirsk*

**Annotation.** The work is devoted to the study of the geochemical features of the composition of insoluble organic matter (IOM) of the Cretaceous deposits of the north of the West Siberian oil and gas basin (165 samples) using a set of methods: elemental and isotope analyzes, Rock-Eval pyrolysis [1, 2]. The most important information about its genetic type, maturity level and residual oil generation potential (HI) has been obtained.

**Key words:** kerogen, composition, Cretaceous deposits, Western Siberia.

Объектом исследования является нерастворимая в органических растворителях и водных растворах щелочи часть органического вещества пород меловых отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [1, 2]. В изученной коллекции они представлены керогенами ахской, сортымской, юрацкой, нижнехетской, суходудинской, шуратовской, мегионской, заполярной, малохетской, танопчинской, яковлевской, березовской, кузнецовской и покурской свит (64 образца). Эти керогены характеризуются менее высокими по сравнению с нижележащими верхнеюрскими отложениями содержаниями водорода (в среднем 5,06 %), серы (до 4,25 %), атомных отношений Н/С (в среднем 0,84), более изотопно тяжелым составом углерода (в среднем -25,6‰), относительно низким нефтегенерационным потенциалом — в среднем 114 УВ/г Сэл. Органическое вещество меловых отложений относится преимущественно к смешанному типу (см. рис. 1, таблицу).

---

© Л. С. Борисова, А. Н. Фомин, 2021

\* Работа выполнена при финансовой поддержке Проекта ФНИ № 0331-2019-0022.



Однако среди керогенов ахской, сортымской, нижнехетской и в меньшей степени суходунинской свит встречаются образцы с легким изотопным составом углерода ((-30,8) — (-28,8) ‰), значительным содержанием пиритной серы (до 35 %), высоким атомным отношением Н/С (0,90–1,24), указывающих на аквагенный тип ОВ. Органическое вещество этих отложений, судя по результатам элементного анализа, достигло начала-середины главной зоны нефтеобразования (градации МК<sub>1</sub><sup>1</sup>–МК<sub>2</sub>).

С этим согласуются результаты пиролиза ( $T_{max}$  — 436–449 °С) (рис. 2). Более молодые меловые отложения, судя по данным элементного анализа керогенов, менее преобразованы (градации ПК–МК<sub>1</sub><sup>1-2</sup>) [3].

Керогены пород покурской свиты обособляются низким содержанием водорода (3,14–4,80 %) (см. таблицу, рис. 1), невысокими значениями атомных отношений Н/С (0,48–0,75), незначительным содержанием серы (0,00–0,39 %). Органическое вещество этих отложений по данным изучения керогена относится преимущественно к смешанному типу с преобладанием террагенного. Пиролитический параметр  $T_{max}$  составляет 427–430 °С, что характеризует ОВ покурской свиты, как недостаточно зрелое.

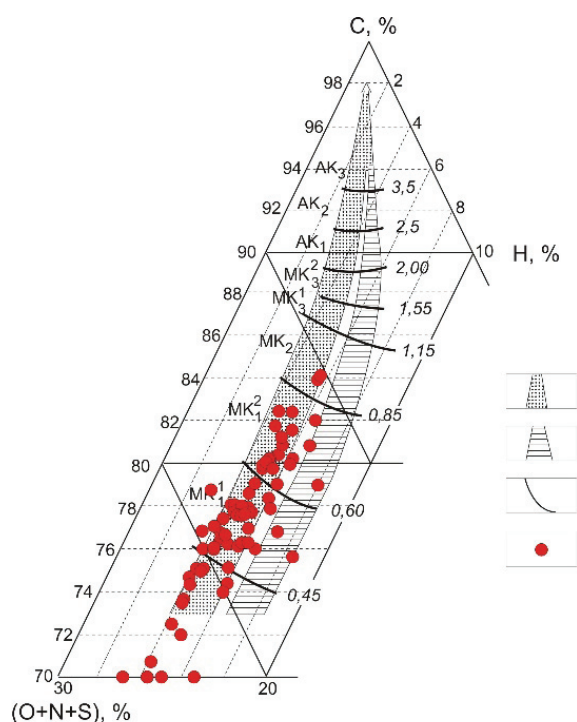


Рис. 1. Тригонограмма элементного состава керогена меловых отложений северных территорий Западно-Сибирского бассейна. Образцы нанесены на модель эволюции элементного состава керогена основных генетических типов в катагенезе, разработанную А. Э. Конторовичем и Л. И. Богородской (1985–1990 гг.). Поля эволюции элементного состава: 1 — углей и керогена террагенного типа; 2 — керогена аквагенного типа; 3 — границы зон катагенеза, цифрами обозначены значения  $R^0_{vt}$ ; 4 — образцы

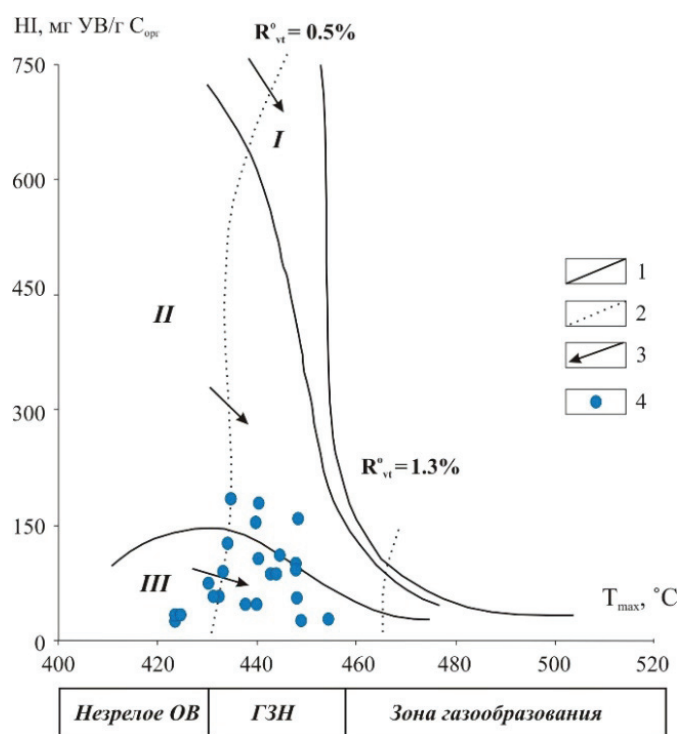


Рис. 2. Пиролизическая характеристика керогенов меловых отложений северных территорий Западной Сибири: 1 — линии, ограничивающие максимальные значения водородного индекса (HI) для трех типов органического вещества: I — аквагенного, озерного типа, II — аквагенного, морского; III — террагенного, связанного с высшей наземной растительностью; 2 — изолинии отражательной способности витринита ( $R^0_{vt}$ ); 3 — направленность изменения величин HI и  $T_{max}$  в катагенезе; 4 — пробы керогена

## Средние данные анализа керогена меловых отложений севера Западной Сибири

Свита	Сорг% на породе	зольность	сера пиритная	С, % на кероген	Н, % на кероген	S, % на кероген	О, % на кероген	(Н/С)ат	(О/С)ат	$\delta^{13}\text{C}$ , ‰	Градации катагенеза	Тип ОБ	НН, мг УВ/г С <sub>эл</sub>
<b>Куломзинский, тарский, аганский горизонты</b>													
<b>Ахская</b>	0,9	21,8	13,5	79,4	5,7	1,1	11,4	0,87	0,11	-29,3	МК <sub>1</sub> <sup>1</sup> -МК <sub>2</sub>	А*-ТА	110
<b>Сортымская</b>	1,0	31,2	16,8	80,4	5,4	1,4	10,9	0,80	0,10	-27,2	МК <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	А-ТА	111
<b>Юрацкая</b>	0,5	26,5	15,2	79,9	5,5	1,3	11,2	0,83	0,11	нет анализа	МК <sub>1</sub> <sup>1</sup>	ТА	нет анализа
<b>Нижнехетская</b>	0,9	19,0	10,3	77,4	5,7	1,2	13,7	0,89	0,13		ПК-МК <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	А-ТА-ТА	80
<b>Суходудинская</b>	0,7	11,1	5,8	76,1	6,1	0,2	15,9	0,96	0,16	-24,6	МК <sub>1</sub> <sup>1</sup>	А-ТА-АТ	148
<b>Шуратовская</b>	0,7	22,8	12,7	77,8	5,8	0,9	13,6	0,90	0,13	-25,0	МК <sub>1</sub> <sup>2</sup>	А-ТА	137
<b>Мегионская</b>	0,5	38,9	25,8	78,0	5,6	2,4	12,9	0,87	0,12	-25,4	ПК-МК <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	Т	143
<b>Вартовская</b>	0,5	38,9	25,8	78,0	5,6	2,4	13,0	0,87	0,13	-25,7	МК <sub>1</sub> <sup>1</sup>	АТ	нет анализа
<b>Усть-балыкский, черкашинский, алымский горизонты</b>													
<b>Малохетская</b>	1,9	5,8	0,5	75,8	4,6	0,6	17,6	0,73	0,18	-25,4	ПК-МК <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Т-АТ	68
<b>Танопчинская</b>	0,9	23,5	14,1	77,1	5,5	1,3	11,8	0,87	0,14	-25,3	ПК-МК <sub>1</sub> <sup>1</sup>	А-Т-АТ	нет анализа
<b>Тангаловская</b>	1,1	22,8	13,5	77,0	5,3	1,4	14,1	0,82	0,15	-25,5	МК <sub>1</sub> <sup>1</sup>	ТА-АТ	
<b>Яковлевская</b>	1,9	12,6	7,6	77,1	5,5	1,3	14,1	0,86	0,15	нет анализа	ПК-МК <sub>1</sub> <sup>1</sup>	АТ	
<b>Березовская+кузнецовская</b>	0,6	5,8	2,2	69,1	4,4	1,5	23,5	0,71	0,26	-24,8	ПК	Т-ТА	
<b>Покурская</b>	2,9	5,1	0	77,5	3,9	0,2	17,1	0,61	0,17	-23,4	МК <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Т	

\*А — аквагенный; Т — террагенный.

Что касается нефтегазоносности меловых отложений, то лишь нижнемеловые, достигшие главной зоны нефтеобразования и содержащие пропластки с невысокими концентрациями ОВ смешанного типа, можно считать относительно нефтематеринскими, а более молодые являются скорее всего газопроизводящими.

### **Список литературы**

1. Богородская Л. И. Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация / Л. И. Богородская, А. Э. Конторович, А. И. Ларичев. Новосибирск: Филиал «Гео», 2005. 255 с.
2. Современные методы анализа в органической геохимии / под ред. А. Э. Конторовича. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1973. Вып. 166. 100 с.
3. Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна/ А. Н. Фомин, А. Э. Конторович, В. О. Красавчиков // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11. С. 1875–1887.

УДК 553.98  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-97-100

## К ОЦЕНКЕ КИНЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КЕРОГЕНОВ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА ЮГО-ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАСЕЙНА \*

Л. М. Бурштейн, Е. А. Костырева, А. А. Дешин, К. В. Долженко

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН (Новосибирск)*

**Аннотация.** Приведены результаты оценки кинетических параметров керогенов баженовской свиты юго-восточных районов Западно-Сибирского бассейна.

**Ключевые слова:** баженовская свита, кероген, кинетические параметры

## ESTIMATION OF THE KINETIC PARAMETERS OF KEROGENS OF THE BAZHENOV HORIZON (SOUTHEAST OF THE WEST SIBERIAN BASIN)

L. M. Burshtein, E. A. Kostyreva, A. A. Deshin, K. V. Dolzhenko

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (Novosibirsk)*

**Annotation.** The results of estimating the kinetic parameters of kerogens of the Bazhenov Formation of the southeastern zone of the West Siberian basin are presented.

**Key words:** Bazhenov formation, kerogen, kinetic parameters

Баженовская свита и ее аналоги по современным представлениям является основной нефтегазопроизводящей толщей Западно-Сибирского бассейна [3]. Оценка кинетических параметров, содержащихся в ней керогенов, необходима для моделирования динамики их преобразования и реконструкции истории генерации нефтидов. Обоснованию кинетического подхода, различным сопутствующим методическим вопросам, в том числе, его развернутой критике, посвящено значительное число публикаций. Достаточно актуальную и полную информацию можно найти в работе [5].

В современных системах бассейнового моделирования чаще всего используется простейшая кинетическая схема, в которой образование нефтидов представлено как результат серии одностадийных параллельных реакций первого порядка с единым частотным фактором ( $A$ ), дискретным набором энергий активации ( $E^*(i)$ ,  $i=1...N$ ) и соответствующим им набором начальных масс, составляющих лабильную часть керогена. Часто данная схема дополняется реакциями крекинга первичных продуктов генерации. Совокупность частотного фактора, энергий активации и начальных масс далее называются кинетическими параметрами. Кинетические параметры оцениваются на основе данных, полученных

---

© Л.М Бурштейн, Е. А. Костырева, А. А. Дешин, К. В. Долженко, 2021

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

в специализированных пиролитических экспериментах и по результатам натуральных наблюдений [5].

Использование кинетического подхода связано с целым рядом допущений и неоднократно подвергалось критике. Наиболее сильные замечания этого плана связаны с невозможностью корректного восстановления начальных характеристик природных керогенов и нарушением изохимичности в условиях их природного и искусственного созревания. Последнее, в частности связано, с существенно (на несколько порядков) разными скоростями нагрева, а также взаимодействием керогена с минеральной матрицей и поровыми флюидами, которые в условиях сухого пиролиза концентратов могут полностью отсутствовать.

Применения кинетических параметров, полученных из данных пиролитических экспериментов, для моделирования генерации в природных условиях базируется на допущении, что лимитирующая стадия сложной совокупности реакций, приводящих к образованию нафтидов УВ из керогенов, определяется реакциями разрыва его внутренних связей. А последние протекают более-менее единообразно в широком диапазоне температур, скоростей нагрева и наличия в системе флюидо-минеральных неорганических компонент.

Оценка кинетических параметров в настоящей работе выполнялась на образцах баженовской свиты из разрезов 3 скважин (Ракитинская №4–5 образцов, Межовская №11–2 образца, Арчинская №47–2 образца) юго-восточных районов Западно-Сибирского бассейна. Выбор объектов анализа определялся тем, что кинетические параметры керогенов желательно определять на максимально непреобразованных образцах, находящихся на самых начальных стадиях катагенеза.

Для всех образцов выполнялись серии пиролитических экспериментов с разными скоростями нагрева — 5, 10, 30 и 50 градусов в минуту. По результатам выполненных пироли-

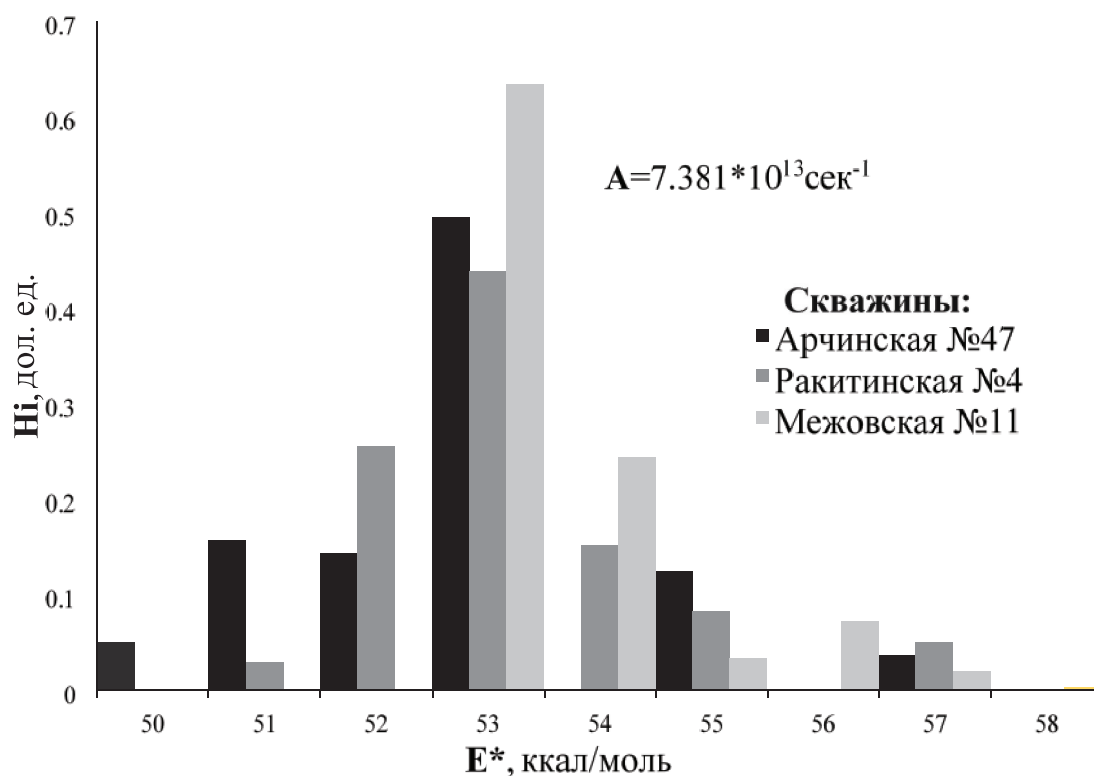


Рис. 1. Распределение относительной (нормированной на единицу) величины углеводородного потенциала по энергиям активации для керогенов баженовской свиты с шагом дискретизации 1 ккал



тических исследований были получены оценки кинетических параметров [2]. В силу специфики используемой кинетической схемы и структуры входящих в нее констант Арениуса [5] возможна некоторая неоднозначность полученных оценок. Эта неоднозначность проявляется в смещении распределений лабильной массы керогена по энергиям активации  $E^*(i)$ , компенсируемом изменением величины частотного фактора  $A$ . Для сопоставимости полученных результатов частотный фактор при оценке кинетических параметров принимался постоянным для всех образцов и равным среднему, предварительно оцененному для образцов Ракитинской площади —  $A=7.381 \cdot 10^{13} \text{ сек}^{-1}$ . Полученные оценки распределений лабильной массы керогена по энергиям активации, нормированные на единичную массу, представлены на рисунке 1 (шаг дискретизации энергий активации 1 ккал/моль\*К) и рисунке 2 (шаг дискретизации энергий активации 2 ккал/моль\*К).

По полученным результатам можно сделать несколько предварительных выводов.

1. Впервые, получены оценки кинетических параметров керогена баженовского горизонта для юго-восточной периферии Западно-Сибирского бассейна (Межовская и Ракитинская площади).

2. Кинетические параметры керогенов из исследуемых разрезов сопоставимы, если принять во внимание разную степень их катагенетической преобразованности. Наименее преобразованным является, как и следовало ожидать, кероген с Арчинской площади. Наиболее преобразованным с Межовской. Если принять кероген Арчинской площади за непреобразованный, то степень трансформации керогена с Ракитинской площади составит около 0.15, а с Межовской порядка 0.4.

3. Распределение лабильной массы исследуемого керогена (Арчинская площадь) по энергиям активации, с учетом некоторого различия в оценках частотного фактора, близко к распре-

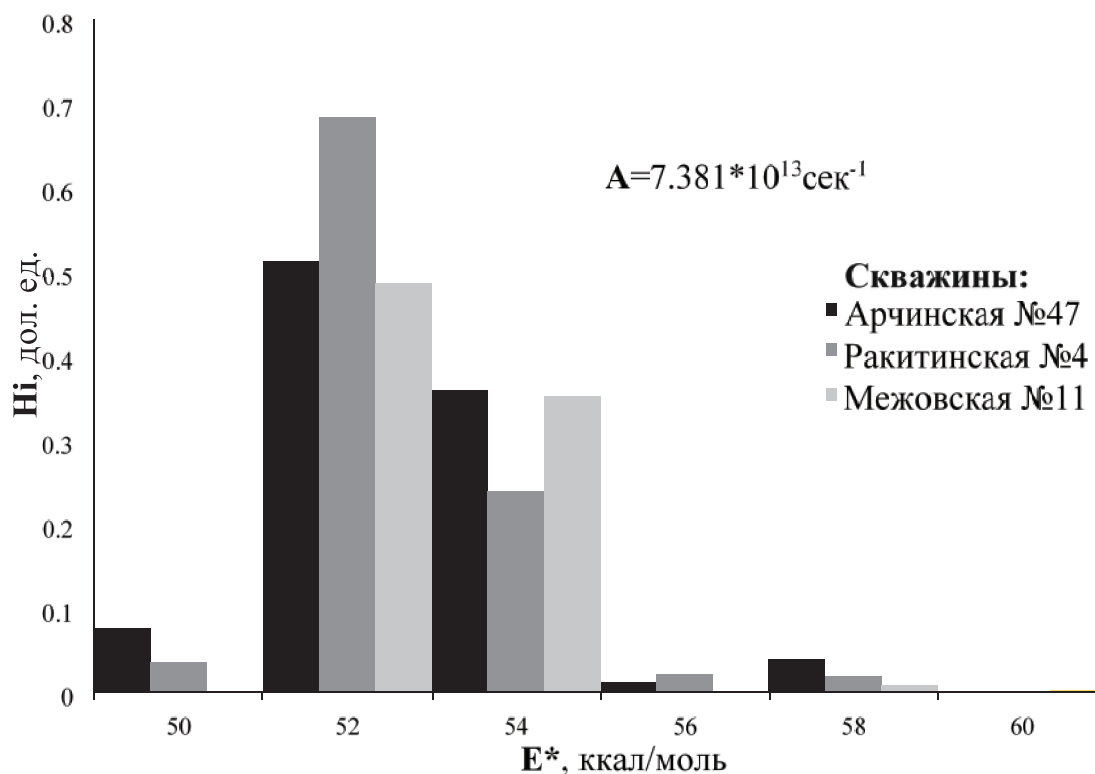


Рис. 2. Распределение относительной (нормированной на единицу) величины углеводородного потенциала по энергиям активации для керогенов баженовской свиты с шагом дискретизации 2 ккал

делению известного стандартного керогена II типа Menil-1 [4], а расчетная динамика их созревания в условиях, имитирующих природные практически тождественна.

4. Полученные результаты могут, в первом приближении, быть использованы для моделирования масштабов и динамики генерации УВ в баженовском горизонте юго-восточных районов Западно-Сибирского бассейна.

5. Учитывая доказанную полифазность керогенов в баженовской свите [1, 3] желательно на следующем этапе работ уточнить полученные оценки, в том числе с использованием результатов стандартного пиролиза.

### Список литературы

1. Волков В. А., Олейник Е. В., Оксенойд Е. Е., Сидоров А. А. Строение и генерационный потенциал баженовской свиты на территории центральной части Западной Сибири. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2016. №3(27). С. 79–98.

2. Козырев А. Н., Бурштейн Л. М. Программа расчета кинетических параметров керогена: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ // № 2018665046, заявка № 2018662159 от 02.11.2018, зарегистрировано 29.11.2018, RU.

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

4. Behar, F., Vandenbroucke, M., Tang, Y., Marquis, F., Espitalie, J., 1997. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation. // Organic Geochemistry v. 26, N 5/6, pp. 321–339.

5. Burnham A. K. Global Chemical Kinetics of Fossil Fuels: How to Model Maturation and Pyrolysis. Feb 11, 2017. Springer Science. 315 pages.

УДК 550.42  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-101-103

## УГЛЕВОДОРОДЫ-БИОМАРКЕРЫ ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАСЕЙНА

Д. А. Бушнев, Н. С. Бурдельная, А. А. Деревесникова

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

**Аннотация.** Сопоставление состава насыщенных и ароматических углеводородов нефтей и битумоидов среднедевонско-нижнефранского терригенного комплекса Тимано-Печорского бассейна показало, что нефтематеринскими отложениями являются среднедевонские породы данного комплекса, при этом для нефтей характерны признаки “примеси” флюидов из вышележащего доманиково-турнейского НГК.

**Ключевые слова:** Тимано-Печорской бассейн, среднедевонско-нижнефранский нефтегазоносный терригенный комплекс, парафинистые нефти, углеводороды

## HYDROCARBONS-BIOMARKERS OF PARAFFIN OILS OF THE TIMANO-PECHORA BASIN

D. Bushnev, N. Burdelnaya, A. Derevesnikova

*N. P. Yushkin Institute of Geology, Federal Research Centre Komi Science Centre,  
Ural Branch, RAS, Syktyvkar*

**Annotation.** Comparison of the composition of saturated and aromatic hydrocarbons of oils and bitumoids of the Middle Devonian-Lower Frasnian terrigenous complex of the Timan-Pechora basin showed that the oil source deposits are Middle Devonian rocks of this complex, while the oils are characterized by signs of “mixture” of fluids from the overlying Domanik-Tournaisian oil and gas complex.

**Key words:** Timan-Pechora basin, Middle Devonian-Lower Frasnian oil and gas terrigenous complex, paraffinic oils, hydrocarbons

Низкая изученность генезиса парафинистых нефтей (ПН) Тимано-Печорского бассейна приводит к необходимости детального анализа их состава. Считается, что исходным источником органического вещества высокопарафинистых нефтей (high wax oils) является высшая растительность или пресноводные водоросли [1]. В Тимано-Печорском бассейне наличие ПН связано со среднедевонско-нижнефранским терригенным комплексом (D<sub>2</sub>-D<sub>3</sub>f<sup>1</sup>). Содержание твердых парафинов в этих нефтях составляет более 10 %. Нефти характеризуются низким содержанием смолисто-асфальтеновых фракций и низкой концентрацией серы. Механизм формирования данных нефтей был рассмотрен ранее Л. А. Анищенко и др. [2], В. Н. Даниловым [3] и высказаны предположения о генерации углеводородов нефтей такого типа во вмещающих отложениях, содержащих значительную долю ОВ терригенного происхождения.

Нами были изучены нефти из среднедевонских отложений Югидского и Кыртаельского месторождений (Печоро-Кожвинский мегавал), Харьягинского месторождения (Колвинский мегавал). Нефти являются легкими (плотность 0.801–0.830 г/см<sup>3</sup>) и высокопарафинистыми, содержание серы не превышает 0.35 %. Содержание асфальтенов составило менее 2 %, смол — 2.6–8.1 %, масел — 77.6–86.0 %, исключение составила нефть Харьягинского месторождения, где на асфальтены приходится 11 %, а содержание масел составило порядка 60 %.

Среди углеводородов-биомаркеров в исследуемых нефтях среднедевонско-нижнефранского терригенного комплекса нами было изучено распределение *n*- и изо-алканов, полициклических биомаркеров и ароматических углеводородов, представленных метилзамещенными нафталинами фенантrenom и его метилпроизводными, *n*-алкилбензолами и *n*-алкилтолуолами. Среди изученной выборки нефтей мы наблюдаем высокое содержание *n*-алканов, начиная состава C<sub>13</sub>–C<sub>35</sub> с максимумом в молекулярной области *n*-C<sub>13–19</sub> и без заметного преобладания нечетных УВ, низкое содержание ациклических изопреноидных алканов и очень низкие концентрации полициклических углеводородов, что затрудняет исследование их состава. Между значениями коэффициентов зрелости по гопанам (Ts/Tm, моретанового индекса C<sub>30</sub> βα/(βα+αβ) моретана, 22S/(22R + 22S) для C<sub>31</sub> гомогопана) и ароматическим компонентам нефтей (MPI-1, отношение 4-MDBT/1-MDBT) наблюдается хорошая корреляция, а сами показатели указывают на генерацию этих нефтей в главной зоне нефтеобразования, соответствующую градациям катагенеза МК<sub>2</sub>.

Среди αββ стеранов состава C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, C<sub>29</sub> в изучаемых нефтях преобладает этилхолестан, что может свидетельствовать либо о вкладе гумусовой составляющей в исходное органическое вещество, либо примеси доманиковой нефти за счет перетоков УВ флюидов, насыщенных биомаркерами породами из вышележащего доманиково-турнейского НГК в среднедевонские резервуары, при этом доля таких флюидов может быть не очень высокой. Последнее предположение в существенной мере может быть подтверждено необычным распределением *n*-алкилбензолов в ароматических фракциях исследуемых нефтей. Анализ молекулярно-массового распределения *n*-алкилбензолов, представленных гомологическим рядом состава C<sub>12</sub>–C<sub>27</sub>, в нефтях Кыртаельского и Харьягинского месторождений показал повышенные концентрации *n*-алкилбензолов состава C<sub>21</sub> и C<sub>23</sub>, для нефтей Югидского месторождения доминирование данных компонентов проявлено слабее и/или отсутствует полностью. Такое распределение *n*-алкилбензолов было зафиксировано ранее в нефтях из отложений верхнего девона северной части Тимано-Печорского бассейна [4]. *n*-Алкилтолуолы в изученных нами нефтях представлены тремя гомологическими рядами изомеров (*мета*-, *пара*- и *орто*-) состава C<sub>12</sub>–C<sub>24</sub>. Происхождение алкилбензолов и алкилтолуолов с алкильной цепью нормального строения в составе нефтей связывают с циклизацией и декарбокислированием жирных кислот и спиртов. Экспериментальные работы подтверждают участие этих классов соединений в образовании *n*-алкилбензолов (нАБ) и *n*-алкилтолуолов (нАТ) при термокаталитических реакциях [5].

Сравнение углеводородного состава исследуемых нефтей и битумоидов среднедевонских вмещающих отложений, отобранных из скважин Лемъюская, Вельюская и Тэбукская (Ижма-Печорская синеклиза) и потенциально считающихся нефтематеринскими, показало аналогично нефтям высокое содержание *n*-алканов, низкие концентрации *изо*-алканов и практически полное отсутствие полициклических биомаркеров. В ароматической фракции преимущественно преобладающими компонентами являются фенантрен и его метилзамещенные производные, хризен и метилхризен, *n*-алкилбензолы и *n*-алкилтолуолы присутствуют в подчиненных концентрациях, при этом в их распределении отсутствует доминирование компонента состава C<sub>21</sub> и/либо C<sub>23</sub>. Особенностью анализируемых пород является наличие тонких угольных прослоев или углистых включений в их составе.

Таким образом, сходство состава нефтей среднедевонско-нижнефранского терригенного комплекса с углеводородным составом битумоидов среднедевонских отложений Ижма-Печорской синеклизы позволяет сделать предварительные выводы о предполагаемом источнике исследуемых нефтей. Можно предположить, что источником этих нефтей могли быть нефтематеринские породы этих отложений. Необычное распределение *n*-алкилбензолов и *n*-алкилтолуолов, наблюдаемое в составе ароматической фракции исследуемых нефтей, может свидетельствовать о возможной “примеси” верхнедевонских нефтей Тимано-Печорского бассейна.

### Список литературы

1. Hedberg H. D. (1968). Significance of high-wax oils with respect to genesis of petroleum. AAPG Bulletin, 52(5), pp. 736–750.
2. Анищенко Л. А., Валяева О. В., Процько О. С., Разманова О. Ф. (2014). Тяжелые нефти Тимано-Печорской провинции. Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН, 9, с. 11–14.
3. Данилов В. Н., Макарова И. Р., Кочкина Ю. В. (2016). Характеристика рассеянного органического вещества пород южной части Печоро-Кожвинского мегавала. Вести газовой науки, 1(25), с. 176–189.
4. Бушнев Д. А., Валяева О. В. (2015). *n*-алкилбензолы и 1-*n*-алкилнафталины в ряде нефтей позднедевонского возраста Тимано-Печорской провинции. Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН, 10, с. 17–20.
5. Остроухов С. Б. (2018) Генезис высокомолекулярных нефтяных алкилтолуолов. Нефтехимия, 58(1), 11–16.



## СОСТАВ УГЛЕВОДОРОДОВ-БИОМАРКЕРОВ НЕФТЕЙ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

О. В. Валяева, Д. А. Бушнев, С. Н. Шанина

*ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар*

**Аннотация.** Приведены результаты геохимических исследований нефтей двух месторождений северной части Припятского прогиба из подсолевых и межсолевых отложений верхнего девона. На основании комплекса полученных данных установлено, что органическое вещество, генерировавшее нефти, «морского» типа, накопление которого проходило в восстановительных условиях. Нефти сформированы в материнских карбонатных отложениях со значительным вкладом водорослевого исходного органического вещества. Накопление ОВ Термическая зрелость нефтей соответствует градации МК<sub>2</sub> преобразования органического вещества пород.

**Ключевые слова:** Припятский прогиб, углеводороды-биомаркеры, нефть, подсолевые и межсолевые отложения

## COMPOSITION OF HYDROCARBONS-BIOMARKERS OF OILS IN THE NORTHERN PART OF THE PRIPYAT TROUGH

O. Valyaeva, D. Bushnev, S. Shanina

*IG FRC Komi SC UB RAS, Syktyvkar*

**Annotation.** The results of geochemical studies of two oil fields in the northern part of the Pripyat trough from the subsalt and intersalt deposits of the Upper Devonian are presented. Based on the complex of the obtained data, it was established that the organic matter that generated the oil was of the “marine” type, the accumulation of which took place under reducing conditions. The oils are formed in the parent carbonate sediments with a significant contribution of algal source organic matter. The accumulation of organic matter The thermal maturity of the oils corresponds to the gradation MK<sub>2</sub> of the transformation of the organic matter of the rocks.

**Key words:** Pripyat trough, biomarker hydrocarbons, oil, subsalt and intersalt deposits

Нефти Западно-Славянского и Северо-Домановичского месторождений территориально приурочены к северной части Припятского прогиба, расположенного на юго-востоке Белоруссии. Длина прогиба около 280 км, ширина 140–150 км. Припятский прогиб выполнен мощной толщей (до 6 км) осадочных и частично вулканогенных образований. В разрезе выделяется ряд комплексов: подсолевой карбонатный, нижнесоленосный (верхнефранская соленосная формация), межсолевой (преимущественно карбонатный), верхнесоленосный (верхнефаменская соленосная формация) и надсолевой. Промышленная нефтеносность района связана только

с породами девонского возраста, причем их запасы примерно поровну распределены между подсолевыми и межсолевыми отложениями [1, 2].

Углеводороды-биомаркеры насыщенной фракции нефти анализировали методами газовой хроматографии (ГХ) и хромато-масс-спектрометрии (ГХ-МС).

Анализ нормальных и изопреноидных алканов насыщенной фракции нефти выполнен методом газовой хроматографии (ГХ) на хроматографе Кристалл-2000М (капиллярная колонка DB-5, 30 м × 0.32 мм × 0.25 мкм). Температура программировалась от 110 до 300°C, со скоростью нагрева 5°C/мин. Газ-носитель — гелий.

Распределение стеранов и терпанов анализировали методом ГХ-МС. ГХ-МС анализ проводили с использованием Shimadzu 2010 Ultra (колонка HP-5, 30 м × 20 мм × 0,25 мкм). Газовый хромато-масс-спектрометр оснащен компьютерной системой сбора и обработки данных в режиме SIM с регистрацией ионов при  $m/z$  217 для стеранов и  $m/z$  191 для терпанов. Температура программировалась от 110 до 300°C, со скоростью нагрева 5°C/мин. Газ-носитель — гелий.

Распределение *n*-алканов в изученных нами нефтях достаточно схоже между собой. В насыщенной фракции были идентифицированы *n*-алканы состава  $C_{11}$ - $C_{33}$ , которые характеризуются одномодальным распределением с преобладанием в диапазоне  $n$ - $C_{11}$ - $n$ - $C_{18}$  (см. таблицу). Так, относительная концентрация низкомолекулярных алканов состава  $n$ - $C_{11}$ - $n$ - $C_{18}$  варьирует от 54.49 до 60.29. Затем наблюдается заметное уменьшение содержания высокомолекулярных *n*-алканов: на долю  $n$ - $C_{25}$ - $C_{34}$  приходится от 10.49 до 16.90 %. Такое распределение алкановых УВ свидетельствует о том, что накопление исходного органического вещества (ОВ) изученных образцов происходило в морских условиях. Для нефтей характерно незначительно преобладание  $n$ - $C_{15}$  и  $n$ - $C_{17}$  над соседними гомологами; коэффициенты нечетности  $K_{нч} C_{15} = 2 * C_{15} / (C_{14} + C_{16})$  и  $K_{нч} C_{17} = 2 * C_{17} / (C_{16} + C_{18})$  соответственно равны 1.07–1.40 и 1.46–1.94, что может говорить о вкладе водорослевого ОВ в состав исходной биомассы.

Равномерное концентрационное распределение  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ ,  $C_{29}$   $\alpha\beta$  стеранов также указывает на морской источник формирования исходного органического вещества, а повышенные содержания  $C_{27}$  и  $C_{29}$  стеранов на участие водорослевой органики: фитопланктона и бентосных водорослей.

Отношение суммы стерановых к сумме гопаных углеводов изменяется от 0.10 до 0.41, что свидетельствует о незначительной или умеренной бактериальной переработке исходного органического вещества в раннем диагенезе [3].

Среди изо-алканов идентифицированы  $i$ - $C_{15}$ ,  $i$ - $C_{16}$ ,  $i$ - $C_{18}$ , Pг и Ph. В наибольших концентрациях присутствует фитан. В целом содержание изо-алканов не велико (изо/*n*-алканы — 0.32–0.35). Отношение пристана к фитану свидетельствует о восстановительной обстановке накопления исходного ОВ. Это подтверждается и низкими значениями гомогопанового индекса  $C_{35} / (C_{31} + C_{35})$  (0.10–0.25), рассчитанного для  $\alpha\beta$  гопанов состава  $C_{31}$ - $C_{35}$ .

Концентрация гопана  $C_{34}$  превышает концентрацию гопана  $C_{33}$ , что связано с участием морских карбонатов [4].

На масс-хроматограмме распределения терпанов присутствует пик гаммацерана (его содержания довольно значительны), что может свидетельствовать о высокой засоленности территории.

Соотношения стеранов 20S/20S+R и  $\alpha\beta/\alpha\beta+aaa$  для УВ состава  $C_{29}$  используются в качестве параметра оценки зрелости. Полученные значения этих показателей составляют 0.48–0.49 и 0.51–0.53 соответственно, что указывает на катагенетическую преобразованность ОВ, продуцирующего данные нефти, до градации  $MK_2$  ( $R_o \sim 0.60$ – $0.75$  %) [4, 5]. Оценка катагенеза по гопановым параметрам зрелости согласуется с данными по стеранам. Значения отношения 22S/22S+R, рассчитанные для  $C_{31}$   $\alpha\beta$  гомогопана, достигают равновесных величин

0.59–0.61, что подтверждает степень преобразованности ОВ до уровня главной зоны нефтегенерации.

Таким образом, исходное ОВ, генерировавшее нефти, – «морского» типа, накопление которого происходило в восстановительной обстановке. Зрелость нефтей, установленная по стерановым и гопановым коэффициентам, соответствует фазе начала «нефтяного окна».

### Характеристика нефтей по данным ГХ и ХМС

Показатели	Западно-Славянское	Северо-Домановичское
Возраст	D3fm1(zd-el)	D3fm2(lb)
Генетические показатели		
$C_{11}-C_{18}$	54,49	60,29
$C_{19}-C_{24}$	28,62	24,26
$C_{25}-C_{33}$	16,90	15,45
Кнч $C_{15}$	1,40	1,07
Кнч $C_{17}$	1,46	1,94
изо/н-алканы	0,32	0,35
н- $C_{27}$ /н- $C_{17}$	0,30	0,18
Pr/Ph	0,79	0,24
$\alpha\beta\beta C_{27}$ , %	48,53	36,45
$\alpha\beta\beta C_{28}$ , %	19,60	20,21
$\alpha\beta\beta C_{29}$ , %	31,87	43,34
стераны/гопаны	0,41	0,10
$C_{35}/(C_{31}-C_{35})$ ( $\alpha\beta$ гопаны)	0,10	0,25
$C_{33}/C_{34}$ ( $\alpha\beta$ гопаны)	0,68	0,73
Показатели зрелости		
20S/20S+20R ( $C_{29}$ стераны)	0,49	0,48
$\alpha\beta\beta/\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta$ ( $C_{29}$ стераны)	0,53	0,51
22S/22S+22R ( $C_{31}$ гопаны)	0,61	0,59

### Список литературы

1. Кононов А. И. Условия формирования и закономерности размещения нефтяных залежей Припятского прогиба. М.: Недра, 1976. 153 с  
2. Габриэлянц Г. А. Геология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1978. 328 с.

3. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The biomarker guide. Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth history. 2nd edition. V. 2. Cambridge University Press, Cambridge, 2005. 1155 p.

4. Петров Ал. А. Биометки и геохимические условия образования нефтей России // Геология нефти и газа. 1994. №6. С. 13–19.

5. Waples D. W., Machihara T. Biomarkers for geologist a practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology. AAPG methods and explanation, 1991, No. 9, 71 p.

## ИЗУЧЕНИЕ ЭПИАСФАЛЬТЕНОВЫХ КЕРОГЕНОВ ПИРОЛИТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ \*

К. В. Долженко

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

**Аннотация.** Был проведен эксперимент по оценке доли эпиасфальтеновых керогенов (ЭПАКов) в пиролитическом пике  $S_2$  на фоне сигнала, полученного для декарбонизированного образца исходной породы (ДО). Материалом послужили образцы керна из сверхглубокой скважины Средневилюйская-27 (Вилюйская синеклиза, Восточная Сибирь). Ранее было установлено, что в зоне апокатагенеза, где под действием термобарических факторов часть асфальтенов переходит в нерастворимый в органических растворителях остаток (НО), возникает область повышенных значений остаточного генерационного потенциала (водородный индекс, HI). На основании новых экспериментальных данных показано, что наибольший вклад в HI вносит именно смолистая компонента, при подчиненном значении роли ЭПАКов. Предполагается, что рост смол связан с деструкцией части асфальтенов, не вовлеченных в образование НО.

**Ключевые слова:** террагенное ОВ, кероген, пиролиз, ЭПАК, асфальтены, смолы.

## STUDY OF THE EPI-ASPALTENIC KEROGENS BY PYROLYSIS

K. Dolzhenko

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk*

**Annotation.** An experiment was carried out to estimate the portion of epi-asphaltenic kerogens (EPAKs) in the pyrolytic peak  $S_2$  as a part of the whole signal obtained for the decarbonized sample of the original rock (DS). Core samples from the superdeep well Srednevilyuiskaya-27 (Vilyuiskaya syncline, Eastern Siberia) acted as data for study. It was previously found that in the apocatagenesis zone under the action of thermobaric factors part of the asphaltenes transforms into a residue insoluble in organic solvents (IR). In addition, range of increased residual generation potential (hydrogen index, HI) values is associated with that IR area. Based on new experimental data, it has been shown that resinous component makes the greatest contribution to HI, with a subordinate role of EPAKs. It is assumed that the growth of resins is associated with the destruction of some asphaltenes not involved in the formation of IR.

**Key words:** terrestrial organic matter, kerogen, pyrolysis, EPAK, asphaltenes, resins.

**Введение.** В последние годы в ИНГГ СО РАН проводится изучение террагенного органического вещества (ОВ) по материалам сверхглубокой скважины Средневилюйская-27 (Вилюйская синеклиза, Восточная Сибирь). Ранее уже были установлены: границы градаций катаге-

© К.В. Долженко, 2021

\* Исследование выполнено в рамках проекта ФНИ № 0331–2019–0022 «Органическая геохимия и история геологического развития доминантных нефтегазовых систем верхнего протерозоя и фанерозоя Сибири».

неза, распределение органического углерода ( $C_{\text{орг}}$ ) и НІ по разрезу, биомаркерные показатели, характер изменения группового состава и др. [1,2,3]. В соотношении компонент группового состава было отмечено сначала в работе [4] и более подробно в работе [2] снижение количества асфальтенов вплоть до неопределимых количеств при достижении конца мезо- начала апокатагенеза. Аналогичные результаты наблюдались и в сверхглубокой скважине Тюменская СГ-6 [5]. Сродство керогена и асфальтенов, а также эволюция последних вплоть до выпадения в НО подробно описаны в работах [5,6,7]. В работе [1] было предложено называть асфальтены, перешедшие в нерастворимые в органических растворителях разности, — эпиасфальтеновые керогены (ЭПАК). Там же было отмечено, что с их появлением в разрезе связан интервал повышенных значений НІ (до 60–70 мгУВ/г $C_{\text{орг}}$ ). Для изучения данного явления были отобраны 3 пары образцов ДО — кероген в интервале 5370–6231 м (АК<sub>2</sub>-АК<sub>3</sub>). По ним был проведен одностадийный пиролиз без доступа кислорода на приборе SRA (Weatherford Labs) с двукратным выделением углеводородов (УВ) в интервалах до 300°C (изотерма 3 минуты) и до 650°C (изотерма 1 минута) со скоростью 50°C/мин. Образцы керогена показали схожий облик пирограмм: два пика в диапазоне 300–650°C с температурами максимальной скорости выхода УВ ( $T_{\text{max}}$ ) в области 430–434°C и ~595°C, соответственно. Пирограммы ДО имеют выраженный пик смолистой компоненты —  $S_2'$  [8,9] (300–350°C) с растянутым правым крылом и малый пик в области ~595°C (остаточный кероген). Ранее при исследовании асфальтенов рассеянного ОВ и нефтей пиролитическим методом (ПМ) было установлено, что они не столько десорбируются, сколько деструктурируются с образованием летучих продуктов, а их  $T_{\text{max}}$  ~430–440°C [10]. Помимо этого, при изучении асфальтита в работе [11] получены  $T_{\text{max}}$  для  $S_2'$  и  $S_2$  в диапазоне 320 и 420°C, соответственно. Там же, при анализе НО природных битумов с помощью ПМ были получены схожие облики пирограмм.

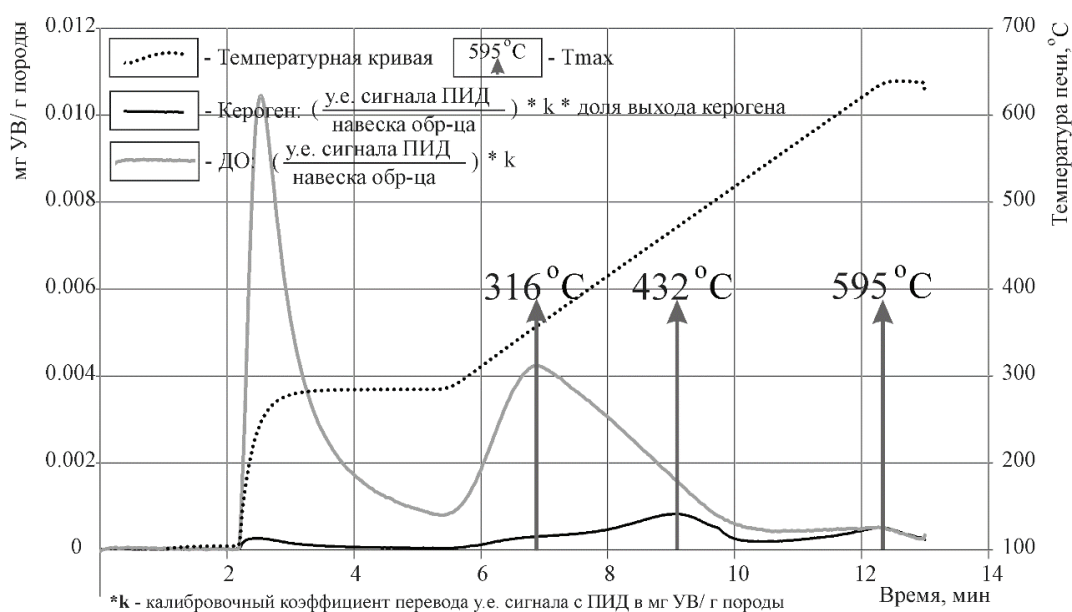
**Обсуждение результатов.** В качестве демонстрационного образца представлен №10526 (5484 м). Его характеристики:  $R_{\text{vt}}^0$  — 3.54 %;  $C_{\text{орг}}$  — 0.97; УВ-СМ-АСФ — 53.25 %-46.75 %-0 %; выход керогена — 3.48 %; элементный состав керогена С — 91.25 %, Н — 1.77 %, S — 1.36 %, О — 4.91 %; НІ ДО и керогена 69 и 5 мгУВ/г $C_{\text{орг}}$ . Пирограммы пары ДО — кероген показаны на рисунке 1. Для сопоставления сигналы пламенно-ионизационного детектора (ПИДа) обеих записей приведены в содержании УВ на исходную породу. В качестве проверочного фактора выступило вещество остаточного керогена (исходного террагенного ОВ), в области которого кривые наложились друг на друга и показали одинаковый (см. рисунок). Кривые пиролиза отражают долю смол (пик  $S_2'$ , кривая ДО) и «перекрытого» ими ЭПАКа (пик  $S_2$ , кривая керогена). По положению крылу пика  $S_2'$  на пирограмме ДО видно, что он не однокомпонентный — его симметрию нарушает ЭПАК. Отсюда становится понятно, почему нам не удалось обнаружить их ранее, т.к. пик  $S_2$  ЭПАКа «спрятан» внутри смолистой компоненты и его  $T_{\text{max}}=432^\circ\text{C}$ , соответствующий началу мезокатагенеза (фактический  $R_{\text{vt}}^0$  — 3.54 %, АК<sub>3</sub>), неочевиден при анализе ПМ породных образцов. Соотношение площадей пиков в интервале 300–545°C составляет 17.3 % для ЭПАК и 82.6 % для ДО (за вычетом компоненты ЭПАК).

Другим важным наблюдением является наличие точки перегиба кривой керогена в области  $T_{\text{max}}$  компоненты смол (316°C, см. рисунок 1). Само по себе совпадение этих температур свидетельствует о том, что вещество, подвергаемое деструкции, имеет схожий состав со смолистым веществом. Вероятно, левое крыло пика  $S_2$  керогена (ЭПАКа) отражает промежуточный этап перехода смолисто-асфальтовых веществ в ЭПАК: еще недостаточно сконденсированные до выхода в области  $T_{\text{max}}$  ЭПАКа, но уже имеющее достаточно прочные связи, чтобы сохраниться после всех этапов выделения керогена из породы. В работах [2,4] уже были описаны механизмы переходов между компонентами группового состава битумоидов по разрезу. Изучение всей коллекции имеющихся ДО показало, что  $T_{\text{max}}$  смолистой компоненты скрывает



$T_{\max}$  ЭПАКов. Таким образом, любые попытки по определению уровня зрелости с их помощью с одной стороны, и определение роста уровня зрелости по  $T_{\max}$  самих ЭПАКов в отсутствие данных по керогенам с другой, представляется задачей невыполнимой на данном этапе.

На основании приведенных выше данных, очевидно, что ключевую роль во влиянии на повышение НИ в области апокатагенеза [1], имеет именно смолистая компонента битумоида. В свою очередь, ее рост связан с процессами деструкции части асфальтенов, не участвовавших в образовании ЭПАК, и, вероятно, при некоторой роли новообразования самих ЭПАКов. И хотя данные керогеноподобные разности сами по себе не представляют промышленного интереса, дальнейшее их изучение позволит уточнить стадийность превращений ОВ в процессе катагенеза, что может повысить точность прогноза объемов генерации УВ.



Приведенные пирограммы декарбонизированного образца породы и керогена

### Список литературы

1. Конторович А. Э., Долженко К. В., Фомин А. Н. Закономерности преобразования террагенного органического вещества в мезо- и апокатагенезе // Геология и геофизика. 2020. Т. 61. № 8. С. 1093–1108.
2. Долженко К. В., Фомин А. Н., Меленевский В. Н. Геохимическая характеристика террагенного органического вещества верхнепалеозойского комплекса Вилуйской синеклизы и некоторые особенности его преобразования под действием термобарических условий больших глубин // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 4. С. 77–84.
3. Каширцев В. А., Долженко К. В., Фомин А. Н., Конторович А. Э., Шевченко Н. П. Углеродородный состав битумоидов террагенного органического вещества больших глубин (зоны апокатагенеза) // Геология и геофизика. 2017. Т. 58. № 6. С. 869–879.
4. Конторович А. Э., Полякова И. Д., Колганова М. М., Соболева Е. И. Превращения органического вещества в мезо- и апокатагенезе // Советская геология. 1988. № 7. С. 26–36.
5. Borisova L. S., Fomin A. N. Transformation of ResinAsphaltene Components of Dispersed Organic Matter in the Meso- and Apocatagenesis Zone // Petroleum Chemistry. 2020. Т. 60. № 6. P. 648–658.



6. Борисова Л. С., Тимошина И. Д. Геохимия асфальтенов слабозрелого органического вещества // Геохимия. 2021. Т. 66. № 3. С. 251–261.
7. Borisova L. S. The Origin of Asphaltenes and Main Trends in Evolution of Their Composition During Lithogenesis // Petroleum Chemistry. 2019. Т. 59. № 10. P. 1118–1123
8. Peters K. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis // AAPG Bull. 1986. Vol. 70. №3. P. 318–328.
9. Меленевский В. Н. Методические рекомендации по применению пиролитического метода в органической геохимии. Новосибирск, 1991. 42 с.
10. Конторович А. Э., Меленевский В. Н., Борисова Л. С. Диагностика асфальтенов рассеянного органического вещества и нефтей пиролитическим методом // Докл. АН СССР. 1988. Т. 302. № 3. С. 700–703.
11. Меленевский В. Н., Баженова Т. К. Диагностика битумов ряда кериты-антракосолиты // Природные битумы и тяжелые нефти: Сб. мат-ов Межд. науч.-практ. конф-ции к 100-летию со дня рожд. В. А. Успенского. 2006. С. 258–268.

## ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ\*

**В. А. Каширцев**

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

**Аннотация.** Ресурсы природных битумов Сибирской платформы оцениваются более чем в 20 млрд т. Около 70 % от этого числа сосредоточено в пределах Анабарской антеклизы и склонов Палеоверхоянской пассивной континентальной окраины (Оленекское месторождение). Они принадлежат к основному типу битумных скоплений — гипергенно окисленных и биодegradированных асфальтитов, асфальтов и мальт. Другой тип битумов (нафтидов) представлен термально метаморфическими образованиями, локализованными в пределах полей кимберлитовых трубок и траппов. По отношению к кимберлитам выделяются нафтиды до эксплозивного (до девонского) и битумы постэксплозивного этапов миграции. По отношению к траппам — до траппового (до триасового) и посттраппового этапов миграции. По отношению к тектоническому развитию окраин Сибирской платформы — природные битумы результат доколлизийного (до позднемелового) этапа миграции.

Природные битумы как нетрадиционный вид минерального сырья должны рассматриваться с позиций не только современных, но и будущих достижений в области техники и технологии их добычи и переработки, а также возможных новых путей использования (синтетические нефти, сырье для строительной, электротехнической, химической, лакокрасочной промышленности, извлечение ванадия, никеля и ряда других ценных элементов).

**Ключевые слова:** Сибирская платформа, природные битумы, асфальтиты, асфальты, мальты.

## NATURAL BITUMEN OF THE SIBERIAN PLATFORM

**V. A. Kashirtsev**

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

**Abstract.** The natural bitumen resources of the Siberian platform are estimated at more than 20 billion tons. About 70 % of this number is concentrated within the Anabar anticline and the slopes of the Paleoverhoyanian passive continental margin (Olenek field). They belong to the main type of bituminous accumulations-hypergen oxidized and biodegraded asphaltites, asphalts and malts. Another type of bitumen (naphthydes) is represented by thermally metamorphic formations localized within the fields of kimberlite pipes and traps. In relation to kimberlites, naphthydes of the pre-explosive (pre-Devonian) and bitumens of the post-explosive migration stages are distinguished. In relation to the traps — before

© В. А. Каширцев, 2021

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

the trap (pre-Triassic) and post-trap stages of migration. In relation to the tectonic development of the margins of the Siberian platform — natural bitumen of the pre-collisional (pre- Late Cretaceous) stage of migration.

Natural bitumen as an unconventional type of mineral raw materials should be considered from the perspective of future achievements in the field technology and technology of their extraction and processing, as well as possible new ways of use (synthetic oils, raw materials for the construction, electrical, chemical, paint and varnish industries, extraction of vanadium, nickel and a number of other valuable elements).

Keywords: Siberian platform, natural bitumen, asphaltites, asphalts, malts.

На территории Сибирской платформы прямые признаки нефтеносности в виде природных битумов, а иногда и непосредственного вытекания нефти на поверхность (р. Кенеликан) известны достаточно давно. Первые сведения о «горной смоле» на скалах, окружающих реку Оленек, содержатся в дневниках врача А.Е. Фигурина, одного из участников экспедиции П.Ф. Анжу (1823г).

Основные области гипергенного битумонакопления на Сибирской платформе связаны с крупнейшими положительными структурами: Анабарской и Алданской антеклизями, развивавшимися как устойчивые поднятия в периоды погружения их окраин. Они содержат основной тип битумных скоплений — гипергенно окисленных и биodeградированных асфальтитов, асфальтов и мальт [12,13]. В связи с особенностью строения и развития платформы основные области нефте- и битумонакопления пространственно разобщены. В районах распространения мощной экранирующей соленосной толщи нижнего кембрия на юге платформы (Ангаро-Ленская ступень, Непско-Ботуобинская, и Байкитская антеклизы), где открыты основные нефтяные залежи в рифейских, вендских и кембрийских отложениях, скопления битумов довольно редки и мелкомасштабны и ограничиваются в основном зонами развития кимберлитовых трубок и вулканических жерл, являющимися проводниками нефти к поверхности [1,3,6,8,9].

Наиболее значительные скопления битумов сосредоточены на склонах Анабарского щита, где выделяются крупные зоны рифейского и венд-кембрийского битумонакопления: Рассохинская, и Восточноанабарская [1,2,3,7,8]. Значительные области битумонакопления приурочены к северо-восточным краевым поднятиям платформы: Уджинскому, Оленекскому, Куойско-Далдынскому и Мунскому [4,7,8]. На юго-западном склоне Оленекского поднятия залежи природных битумов локализованы в кавернозных доломитах венда и базальных песчаниках кембрия, погружающиеся в Суханскую впадину. На северном и северо-восточном склонах Оленекского поднятия гигантские скопления битумов связаны с отложениями перми, несогласно перекрывающей доломиты верхнего кембрия и погружающимися на север и северо-восток под вулканогенные и глинистые образования триаса Лено-Анабарского и Предверхоаянского прогибов [4,5]. По ориентировочным расчетам Анабарские и Оленекские скопления содержат не менее 70 % от выявленных ресурсов битумов всей Сибирской платформы — 20 млрд т [3,9]. На восточном склоне Мунского поднятия колонковым бурением установлены пластичные битумы (мальты) в базальных слоях нижнеюрских отложений платформенного крыла Предверхоаянского прогиба [7].

Поиск генетических связей между залежами битумов и нефтематеринскими породами, оценка реализации последними своего потенциала и определение времени миграции углеводородных флюидов, является одной из актуальнейших задач оценки региональной нефтегазосности Сибирской платформы. Одним из наиболее достоверных заключений следует признать геологически и геохимически обоснованный вывод о генезисе венд-кембрийских Восточно-Анабарского и Центрально-Оленекского месторождений,

окружающих Суханскую впадину. Уникальные концентрации в битумах биомаркера гаммацераана нигде кроме «битуминозной» хатыспытской свиты (эдиакарий) на Сибирской платформе не встречены, а ярковыраженные скопления нафтидов начинаются непосредственно с кровли свиты [8]. Находки измененных битумов в контактах с кимберлитами Далдыно-Алакитского района и нефтяных коксов в контактах с траппами Тунгуской синеклизы позволили выделить до эксплозивный (до девонский) и до трапповой этапы миграции [3,8,10]. По «регрессивному» эпигенезу песчаных коллекторов (чередованию кварцевых каемок регенерации) и заполнению битумом порового пространства, совместно с анализом уровней крупных стратиграфических перерывов был сделан вывод о послееюрском заполнении венд-кембрийских коллекторов Суханского бассейна [6]. И наконец, по целому ряду геохимических (изотопный состав углерода, биомаркеры ряда оноцерана) и геологических критериев подтверждено, что Оленекское месторождение сформировалось за счет генерации углеводородов в верхнепалеозойских отложениях Верхоянской пассивной континентальной окраины, а заполнение коллекторов на Оленекском поднятии произошло в послееюрское время до коллизии в Верхоянской складчатой области. В несколько другом возрастном интервале подобным образом трактуется происхождение уникальных месторождения западной Альберты: Атабаска, Пис-Ривер и Колд-Лейк, ресурсы которых превышают 140 млрд т.

Месторождения природных битумов Сибирской платформы при планируемом развитии поисково-разведочных работ на нефть и газ в Арктике должны сыграть свою роль, как при оценке ресурсной базы современной континентальной окраины и шельфа, так и в качестве будущих самостоятельных объектов промышленного освоения. Корректная оценка ресурсов нафтидов, в том числе гигантских залежей битумов, их разведка и подсчет запасов становятся актуальной задачей. При современных технологиях продукты переработки битумов (синтетические нефти, сырье для строительной, электротехнической, химической, лакокрасочной промышленности, извлечение ванадия, никеля и ряда других ценных элементов) могут быть устойчивым и экономически выгодным источником нефтепродуктов материалов для восточной части Российской Арктики и Северного морского пути.

### Список литературы

- 1 Баженова Т. К., Макаров К. К., Ипатов Ю. И., Шуменкова Ю. М., Беляева Л. С., Биккенина Д. А. Закономерности распространения вязких и твердых битумов Сибирской платформы // Закономерности формирования и размещения скоплений природных битумов. Л., Недра, 1979. С. 97–115.
- 2 Геология, гидрогеология и геохимия нефти и газа южного склона Анабарской антеклизы / Ред. Е. И. Бодунов, Якутск, Изд. ЯФ СО АН СССР, 1986, 176 с.
- 3 Гольдберг И. С. Природные битумы СССР (закономерности формирования и размещения). Л., Недра, 1981, 196 с.
- 4 Иванов В. Л. Оленекское месторождение битумов. Л., Недра, 1979, 104 с.
- 5 Кабаньков В. Я. О возрасте битумов Оленекского поднятия. Л., Гостоптехиздат, 1954, с. 123–138 (Тр. НИИГА, т. 78).
- 6 Каширцев В. А. Природные битумы северо-востока Сибирской платформы. Якутск, Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1988, 126 с.
- 7 Каширцев В. А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. Якутск, ЯФ Изд-ва СО РАН, 2003, 159 с.
- 8 Каширцев В. А., Парфенова Т. М., Моисеев С. А., Черных А. В., Новиков Д. А., Бурштейн Л. М., Долженко К. В., Рогов В. И., Мельник Д. С., Зуева И. Н., Чалая О. Н. Прямые

признаки нефтегазоносности и нефтематеринские отложения Суханского осадочного бассейна Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2019, т. 60, № 10, с. 1472–1487.

9. Клубов Б. А. Природные битумы Севера. М., Наука, 1983, 208 с.

10. Макаров К. К., Косолапов А. И. Геологическое строение и перспективы южного склона Анабарской антеклизы на нефть и газ // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов, М., Недра, 1968, с. 341–351.

12. Успенский В. А., Радченко О. А., Глебовская Е. А. Основы генетической классификации битумов. Л., Недра, 1964, 266 с. (Тр.ВНИГРИ, вып. 230).

13. Kashirtsev V. A., Hein F. J. Overview of Natural Bitumen Fields of the Siberian Platform, Olenek Uplift, Eastern Siberia, Russia / Heavy-oil and oil-sand petroleum systems in Alberta and beyond: AAPG Studies in Geology, 2012, v. 64, p. 509–529.

УДК 550.4:552.578+551.76  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-115-117

## ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ \*

**Н. С. Ким, А. Н. Фомин**

*ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск  
НГУ, г. Новосибирск*

**Аннотация.** Методами органической геохимии (определение отражательной способности витринита и содержания органического углерода, пиролиз пород, газожидкостная хроматография и хромато-масс-спектрометрия фракций битумоидов пород) исследован керновый материал северных районов полуостровов Ямал и Гыдан.

**Ключевые слова:** Органическая геохимия, пиролиз, углеводороды-биомаркеры, Западно-Сибирский бассейн.

## ORGANIC GEOCHEMISTRY OF JURASSIC-CRETACEOUS DEPOSITS OF THE NORTHERN REGIONS OF WESTERN SIBERIA

**N. Kim, A. Fomin**

*IPGG SB RAS, Novosibirsk  
NGU, Novosibirsk*

**Annotation.** Using the methods of organic geochemistry (vitrinite reflectance, the organic carbon content, “Rock-Eval” pyrolysis, gas-liquid chromatography and gas chromatography-mass spectrometry of the fractions from rocks extracts) the core samples from the northern regions of the Yamal and Gydan peninsulas have been examined.

**Key words:** Organic geochemistry, pyrolysis, biomarkers, West Siberian Basin.

Изучение осадочных пород методами органической геохимии является неотъемлемой частью комплекса исследований, применяемого при нефтегазопроисследовательских работах. Цель геохимических исследований состоит в выделении в разрезе рассматриваемой территории нефтегазоматеринских пород, и оценке перспектив нефтегазоносности региона, что особенно актуально для арктических районов России. Изученная коллекция кернового материала представлена 43 образцами раннеюрского-раннемелового возраста, отобранными из 6 скважин северных районов полуостровов Ямал и Гыдан.

Повышенными концентрациями органического углерода в породах характеризуются аргиллиты и глинистые алевролиты китербютской, вымской, малышевской, танопчинской, ахской и яронгской свит (в среднем по изученным 39 образцам 2,00 % на породу, рис. 1). Усредненные значения содержания органического углерода в абалакской свите ниже кларковых

---

© Н.С. Ким, А.Н. Фомин, 2021

\* Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0022.



значений или близки к ним (0,72 % на породу), и, следовательно, абалакская свита не может рассматриваться в качестве потенциально нефтегазопроизводящей.

Образец битумоида из яронгской свиты скв. Южно-Явайская-2 с глубины 1572 м по биомаркерным показателям (стераны  $C_{29}/C_{27}=0,89$ , трициклановый индекс  $I_{TC}=0,97$ , повышенное содержание дибензотиофенов — 42 % от суммы идентифицированных по методике [1] ароматических соединений) диагностируется, как содержащий преимущественно аквагенное ОВ, отлагавшееся в более восстановительных условиях, чем другие изученные битумоиды. Несмотря на то, что ни пиролитические показатели ( $PI=0,06$ ), ни групповой состав (невысокое содержание углеводородов — 39 % на битумоид) не указывают на вторичный характер битумоида, по повышенному значению битумоидного коэффициента (Рисунок 2) и по биомаркерным параметрам зрелости битумоид содержит значительную примесь аллохтонных компонентов.

Битумоиды из скв. Утренняя-283 в той или иной степени загрязнены аллохтонной компонентой аквагенного генезиса, накапливавшейся в более восстановительных обстановках (стераны  $C_{29}/C_{27}=0,81-1,27$ ,  $I_{TC}=0,08-0,99$ , более низкие отношения пристана к фитану и более высокие содержания гомогепанов  $C_{35}$ ). Наименьшее влияние миграционных компонентов на исходное автохтонное незрелое террагенное ОВ пород зафиксировано в меловом разрезе скважины Утренняя-283 на глубинах 1907 и 2347,1, 2514,1, 2685,4 м (наличие биогепанов, повышенная доля моретанов, отношение стеранов  $C_{29}/C_{27}$  увеличивается до 1,41–1,63, присутствие кадалена и ретена). Согласно данным газожидкостной хроматографии битумоиды этой скважины биодергадированы (высокий «нафтенный горб», присутствие 25,28,30-триснорпанов), что является дополнительным свидетельством их миграционной природы. На присутствие в породах из скв. Утренняя-283 аллохтонных битумоидов указывают и данные пиролиза

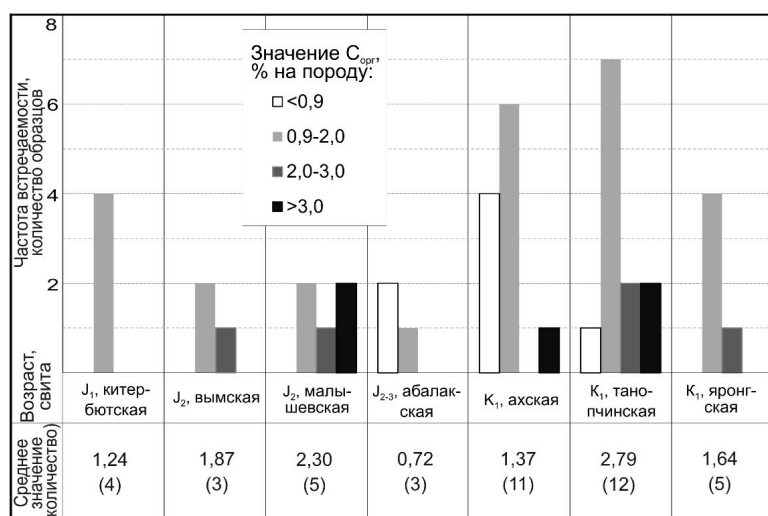


Рис. 1. Содержание органического углерода в изученных свитах

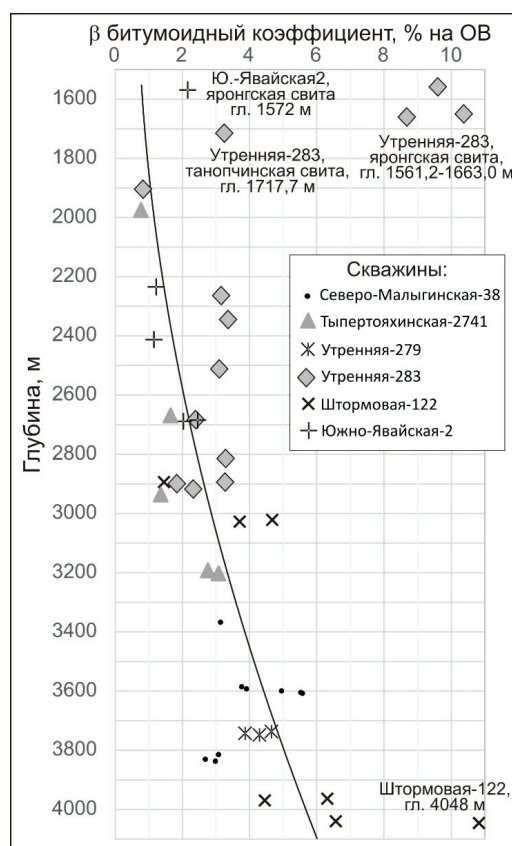


Рис. 2. Зависимость битумоидного коэффициента ( $\beta$ ) от глубины отбора проб

(двойной пик  $S_2$ ), и высокие концентрации битумоидов в породах, и групповой состав (повышенное содержание углеводородов и низкие количества асфальтенов). Изученная коллекция образцов не содержит пород, для ОВ которых можно было бы провести генетические связи с выявленными аллохтонными битумоидами аквагенного генезиса, ОВ которых накапливалось при восстановительных условиях в диагенезе. Вероятно, источником могло быть ОВ верхнеюрского баженковского горизонта.

Распределение стерановых углеводородов указывает на присутствие значительной примеси аквагенного ОВ (смешанный тип) в битумоидах абалакской свиты (скв. Северо-Малыгинская-38, глубины 3588 и 3595 м, вымской свиты (скв. Северо-Малыгинская-38, глубина 3839 м) и китербютской свиты (скв. Штормовая-122, глубины 4042 и 4048 м). Однако низкие концентрации ОВ в аргиллитах абалакской свиты ( $C_{\text{орг}}=0,49$  и  $0,53$  % на породу) не позволяют отнести эти отложения к потенциально нефтегазопроизводящим. Достаточная степень зрелости ОВ китербютской свиты со Штормовой площади ( $R_{\text{vt}}^0=1,66-1,67$  %;  $T_{\text{max}}=452-455$  °С; биомаркерные параметры) и вымской свиты с Северо-Малыгинской площади ( $R_{\text{vt}}^0=0,97$  %;  $T_{\text{max}}=468$  °С и др.), повышенный индекс продуктивности  $0,21-0,25$  позволяют предположить, что процессы генерации жидких углеводородов в этих толщах уже происходили. Однако их нефтегазогенерационный потенциал в настоящее время практически исчерпан (невысокие значения водородного индекса —  $64-99$  мг УВ / г  $C_{\text{орг}}$ ). В образце китербютской свиты из скв. Штормовая-122 с глубины 4048 м повышенный битумоидный коэффициент ( $\beta=11$  % на ОВ) при схожем биомаркерном составе с автохтонным битумоидом из образца с глубины 4042 м указывает на присутствие паравтохтонного битумоида.

По данным пиролиза в нижнемеловой танопчинской свите выявлены два образца (скв. Южно-Явайская-2, гл. 2237 м и Тыпертояхинская-2741, гл. 2674 м), характеризующиеся высокими значениями водородного индекса. Биомаркерный состав извлеченных хлороформенных битумоидов показал, что породы содержат ОВ террагенного типа. Высокие значения ИИ, равные 329 и 218 мг УВ / г  $C_{\text{орг}}$ , вероятно вызваны присутствием в составе ОВ лейптинитовых компонентов, что подтверждается наличием в составе ароматических соединений ретена, генетически связанного со смолистыми веществами. Невысокая современная зрелость ОВ этих пород не позволяет отнести к нефтепроизводящим, однако в дальнейшем высокий потенциал этих отложений может реализоваться как при генерации нефтей «неморского» облика, так и при генерации газа.

Остальные изученные породы содержат ОВ террагенного типа, которое еще не достигло глубинной зоны газообразования, но при достижении главной зоны нефтеобразования могло генерировать небольшие количества нефти «неморского» облика.

### Список литературы

1. Конторович А. Э. Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии / А. Э. Конторович, В. Н. Меленевский, Е. Н. Иванова, А. Н. Фомин // Геология и геофизика. 2004. Т. 45. № 7. С. 873–883.

## НЕФТИ ЗАЛЕЖЕЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И ЕЕ ВОЗРАСТНЫХ АНАЛОГОВ: ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА И ГЕОХИМИЯ \*

А. Э. Конторович, Е. А. Фурсенко, Е. А. Костырева

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

**Аннотация.** Объекты исследования — 41 проба нефтей. Изотопный состав углерода и углеводородные геохимические показатели большинства исследованных нефтей соответствуют аквагенному генотипу и генетическому родству с органическим веществом баженовской свиты и ее возрастных аналогов. Районы локализации баженовских нефтей и органического вещества, которые наиболее близки по фациально-генетическим показателям и уровню зрелости, главным образом, перекрываются, что подтверждает формирование залежей баженовских нефтей недалеко от очагов их генерации. Установлена возможность аккумуляции в баженовской свите нефтей (Вэнгяхинская площадь), генерированных ниже-среднеюрскими толщами, обогащенными террагенным органическим веществом.

**Ключевые слова:** геохимия, нефть, баженовская свита, физико-химические свойства, углеводороды-биомаркеры, Западная Сибирь.

## OILS FROM THE DEPOSITS OF BAZHENOVO FORMATION AND ITS AGE ANALOGUES: COMPOSITIONAL FEATURES AND GEOCHEMISTRY

A. E. Kontorovich, E. A. Fursenko, E. A. Kostyeva

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

**Annotation.** The objects of the study are 41 samples of the oils. The carbon isotope composition and the hydrocarbon geochemical indicators of most of the studied oils correspond to the aquagenic genotype and their genetic relationship with the organic matter of the Bazhenovo Formation and its age analogues. The localization areas of the Bazhenovo oils and organic matter, which are the closest in terms of facies-genetic indicators and maturity level, mainly overlap, which confirms the formation of deposits of Bazhenovo oils near the centers of their generation. The possibility of accumulation in the Bazhenovo formation of the oils, which have been generated by the Lower-Middle Jurassic strata enriched with terrigenous organic matter (Vengayakhinskaya area), has been established.

**Key words:** geochemistry, crude oil, Bazhenovo Formation, physicochemical properties, the hydrocarbon biomarkers, Western Siberia.

Объектами исследования являются нефти (36 проб) из залежей баженовской свиты и ее возрастных аналогов (5 проб). Большинство исследованных нефтей отобрано на месторождениях Среднего Приобья (юг Надым-Пурской, Фроловская и Среднеобская НГО). Единичные

© А. Э. Конторович, Е. А. Фурсенко, Е. А. Костырева, 2021

\* Работа выполнена при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0022.

пробы представляют западную (3 пробы из залежей тутлеймской свиты), северо-восточную (3 пробы из баженовской свиты, 2 пробы из яновстанской свиты) и южную (4 пробы из баженовской свиты) районы Западной Сибири.

Физико-химические свойства (плотность, вязкость, содержание серы и парафинов, фракционный состав) нефтей изучены соответствующими стандартизированными методами (ГОСТы). Изотопный состав углерода ( $\delta^{13}\text{C}$ ) определялся на масс-спектрометре DELTA V Advantage (Thermo Fisher Scientific) в Томском филиале СНИИГГиМСа, результаты анализа приведены к международному стандарту VPDB. Информация о распределении углеводородов(УВ)-биомаркеров получена методами газожидкостной хроматографии (н-алканы и ациклические изопренаны) и хромато-масс-спектрометрии (стераны, терпаны, арены) насыщенной и ароматической фракций нефтей. УВ фракции выделены из дистиллятов исследованных проб с температурой начала кипения ( $T_{\text{нк}}$ )  $> 200^\circ\text{C}$  при помощи жидкостной (элюэнтной) адсорбционной хроматографии

В распределении физико-химических характеристик исследованных проб наблюдается тенденция к уменьшению плотности, вязкости, концентрации смолисто-асфальтовых веществ и серы, увеличению содержания УВ фракций и низкокипящих компонентов при переходе от южных районов и Среднего Приобья к северным территориям Западной Сибири. Такие закономерности изменения базовых товарных качеств нефтей по площади Западной Сибири неоднократно отмечались ранее, как для верхнеюрского, так и для нижнемелового и среднеюрского нефтегазоносных комплексов [1, 4, 6].

Изотопный состав углерода ( $\delta^{13}\text{C}$ ) нефтей изменяется от  $-27.1$  до  $-31.8$  ‰ (в среднем —  $-30.4$  ‰), что свидетельствует о преимущественно аквагенном генотипе большинства исследованных проб [5]. В общем случае аквагенный генотип нефтей и их генетическое родство с ОБ баженовской свиты и ее возрастных аналогов подтверждается показателями фациально-генетического типа, рассчитанными по составу насыщенных и ароматических соединений [9, 11]. Пробы характеризуются низкими значениями отношений пристан/ фитан (в среднем 1.18), стераны  $C_{29}/C_{27}$  (в среднем 0.87),  $I_{\text{тс}}$  (в среднем 0.43), гомогопаны  $C_{35}/C_{34}$  (в среднем 0.85), повышенными относительными содержаниями дибензтиофенов (в среднем 28.46 % на сумму идентифицированных аренов). Исключением являются высокопарафинистая нефть Вэнгяхинской площади и легкая нефть из яновстанской свиты Красноселькупской площади. Согласно совокупности генетических показателей ( $\delta^{13}\text{C} > -29$  ‰, пристан/ фитан  $> 2$ , стераны  $C_{29}/C_{27} \gg 1$ ,  $I_{\text{тс}} \gg 1$ , относительно повышенные концентрации ретена — биомаркера смол хвойных растений [11]) в исходном ОБ этих нефтей значительную роль играло террагенное ОБ. Вероятно, что нефть Вэнгяхинской площади мигрировала в баженовскую залежь из ниже-среднеюрских НГМТ, обогащенных террагенным ОБ [6, 7]. Легкая нефть Красноселькупской площади по своим геохимическим показателям близка со смешанным (аквагенно-террагенным) ОБ яновстанской свиты [3, 7].

Закономерные изменения ряда геохимических показателей по площади Западной Сибири (увеличение значений диастеранового индекса ( $\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ ) — от 0.33 до 1.19), отношений пристан/ фитан (от 0.70 до 2.92) и фенантрены/ дибензтиофены (от 0.64 до 10.29), уменьшение отношения гомогопаны  $C_{35}/C_{34}$  (от 1.17 до 0.38), присутствие или отсутствие ретена) позволяют предполагать, что к северо- и юго-востоку от Среднего Приобья, в составе исследованных нефтей появляются признаки присутствия в генетически связанном с ними исходном ОБ террагенной органики и изменения фациальных условий его накопления (повышение окисленности ОБ в диагенезе, усиление роли глинистых минералов в составе захоронявшегося осадка). Подобные закономерности изменения фациальных условий накопления ОБ от депоцентра к периферии западно-сибирского осадочного бассейна в баженовское время подтверждаются многочисленными геолого-геохимическими исследованиями [2, 6, 7].

Согласно параметрам зрелости, рассчитанным по составу дибензтиофенов (4-метилДБТ/1-метилДБТ  $\gg 1$ ) и триароматических стероидов ( $\text{TAC } C_{20-21} / \text{TAC } C_{26-28} > 0.5$ ) [10, 11], высокозрелыми являются нефти центральной части Среднего Приобья (Салымская, Приразломная, Приобская площади), локализованные западнее этого района (Каменная, Назымская, Рогожниковская площади), а также взнгаяхинская и красноселькупская пробы, с выраженными признаками участия в их генезисе террагенного ОВ. Следует отметить, что площади локализации баженовских нефтей и ОВ, которые наиболее близки по фациально-генетическим показателям и уровню зрелости, главным образом, перекрываются. Это вместе с затрудненностью дальней латеральной миграции в пределах баженовской свиты из-за ее, главным образом, низких фильтрационно-емкостных характеристик [6, 8] можно рассматривать как свидетельство формирования залежей баженовских нефтей недалеко от очагов их генерации.

### Список литературы

1. Борисова Л. С. Региональные закономерности изменения физико-химических свойств нефтей нижнего мела (берриас готерив) Западной Сибири / Л. С. Борисова, Д. В. Косяков, В. О. Красавчиков, Е. А. Фурсенко // Геология нефти и газа. 2011. № 5. С. 56–63.
2. Гончаров И. В. Типы и катагенез органического вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов / И. В. Гончаров, В. В. Самойленко, Н. В. Обласов, С. В. Фадеева, М. А. Веклич, Р. С. Кашапов, П. В. Трушков, Е. С. Бахтина // Нефтяное хозяйство. 2016. № 10. С. 20–25.
3. Ершов С. В. Закономерности распределения органического вещества в келловей-нижнеберриасских отложениях западной части Енисей-Хатангского прогиба и прилегающих районах Западно-Сибирской геосинеклизы / С. В. Ершов, Н. С. Ким, А. П. Родченко // Геология и геофизика. 2017. Т. 58, № 10. С. 1578–1592.
4. Казаненков В. А., Фурсенко Е. А., Шапорина М. Н. Закономерности изменения физико-химических свойств нефтей и конденсатов из залежей тюменской и малышевской свит Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2018. Т. 13, № 2. С. 1–22. Режим доступа: 12\_2018.pdf (ngtp.ru)
5. Конторович А. Э. Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти / А. Э. Конторович, Н. А. Верховская, И. Д. Тимошина, А. С. Фомичев // Геология и геофизика. 1986. № 5. С. 3–12.
6. Конторович А. Э. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн / А. Э. Конторович, В. С. Сурков, А. А. Трофимук, С. А. Афанасьев, Е. А. Гайдебурова, В. В. Гребенюк, В. П. Данилова, Н. П. Запывалов, И. А. Иванов, Ю. П. Казанский, Ю. Н. Карагодин, В. А. Каштанов, В. А. Конторович, В. И. Краснов, М. А. Левчук, В. Н. Меленевский, В. И. Москвин, Л. В. Смирнов, В. С. Старосельцев, А. Н. Фомин, А. С. Фомичев. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, СНИИГГиМС, 1994. 201 с.
7. Конторович А. Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова, Б. Н. Шурыгин, Л. Г. Вакуленко, Е. А. Гайдебурова, В. П. Данилова, В. А. Казаненков, Н. С. Ким, Е. А. Костырева, В. И. Москвин, П. А. Ян // Геология и геофизика. 2013. Т. 54. № 8. С. 972–1012.
8. Лопатин Н. В. Баженовская нефтяная система в зоне сочленения Сургутского и Нялинского сводов Западной Сибири / Н. В. Лопатин, И. М. Кос, Т. П. Емец // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2000. № 6. С. 18–37.
9. Петров А. А. Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984. 263 с.

10. Mackenzie A.S. Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France-III. Changes in aromatic steroid hydrocarbons / A.S. Mackenzie, C.F. Hoffmann, J.R. Maxwell // *Geochim. Cosmochim. Acta*. 1981. V. 45. Pp. 1345–1355.

11. Peters K.E. The biomarker guide. 2nd ed. / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan New York: Cambridge University Press, 2005. 1155 p.



УДК 552.9:551.762 (470.1)  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-122-125

## ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА КОЛВИНСКОГО МЕГАВАЛА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАСЕЙНА

О. С. Котик, С. В. Льюров

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

**Аннотация.** В статье приводятся результаты углепетрографических и геохимических исследований органического вещества глинистых пород юрских отложений севера Колвинского мегавала Тимано-Печорского бассейна. Породы содержат незрелое сапропелево-гумусовое органическое вещество II и II-III типов, обладающее высоким углеводородным потенциалом (HI до 580 мг УВ/г Сорг). Органическое вещество в основном представлено битуминитом, имеются включения липтинита, витринита, инертинита. Характер распределения n-алканов и изопреноидов в насыщенной фракции битумоидов также свидетельствует о преобладании сапропелевого ОБ.

**Ключевые слова:** юрские отложения, органическое вещество, тип керогена, углеводородный потенциал, битумоиды

## ORGANIC MATTER OF THE JURASSIC DEPOSITS IN THE NORTH KOLVINSKY MEGAVAL OF THE TIMAN-PECHORA BASIN

O. Kotik, S. Lyurov

*Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch  
of the Russian Academy of Sciences, Syktyvkar*

**Annotation.** The results of coal-petrographic and geochemical studies of organic matter of clay rocks of the Jurassic deposits in the north Kolvinsky Megaval of the Timan-Pechora basin are presented in this article. These rocks contain immature mixed marine and terrigenous organic matter (types II and II-III-IV kerogens), which has a high hydrocarbon potential (HI up to 580 mg HC/g TOC). Organic matter is mainly represented by bituminite, less often inclusions of liptiniite, inertinite and vitrinite. The distribution of n-alkanes and isoprenoids in the saturated fraction of bitumen also indicates the predominance of marine organic matter.

**Keywords:** Jurassic deposits, organic matter, type kerogen, hydrocarbon potential, bitumen

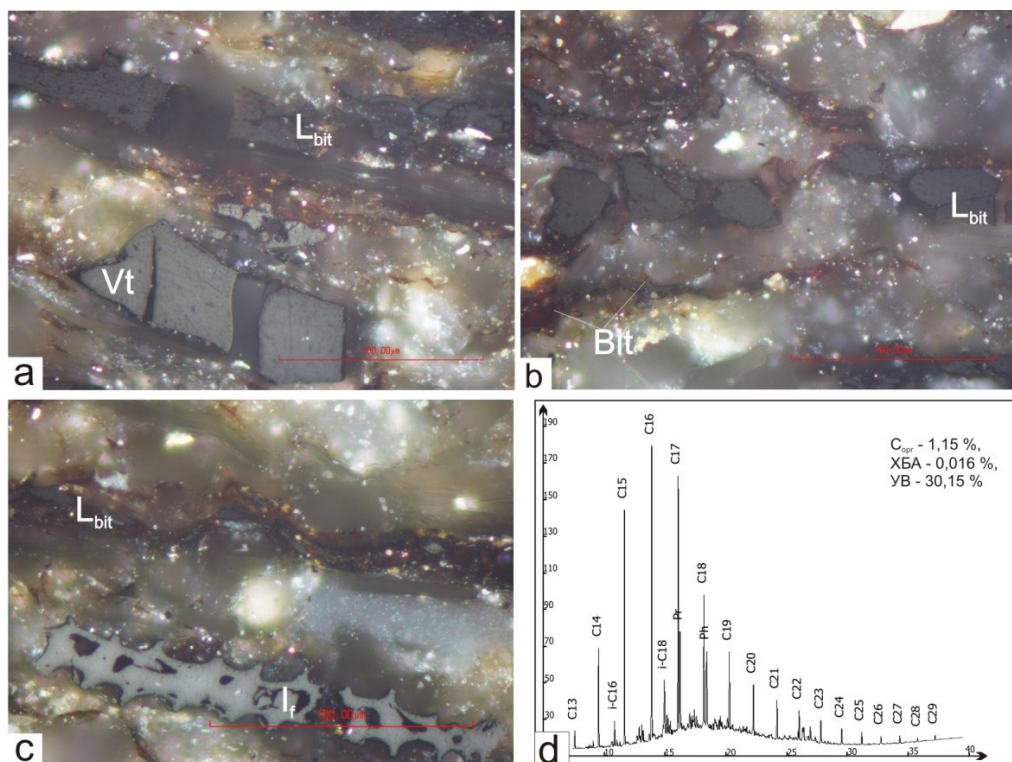
Оценка генерационного потенциала органического вещества (ОВ) нефтематеринских отложений основывается на типе ОВ и его катагенетической преобразованности. Юрские отложения в пределах севера Тимано-Печорского бассейна, имеющие сапропелевую основу ОВ, обладают низким уровнем катагенетической зрелости. Проведенные комплексные исследования ОВ юрских пород позволили охарактеризовать тип исходного ОВ и особенности его захоронения. Данные отложения в пределах Баренцевоморского шельфа являлись генераторами углеводородов [1–3]. Данные геохимических исследований, свидетельствуют о среднем и высоком началь-

ном углеводородном (УВ) потенциале и возможности верхнеюрских отложений генерировать жидкие углеводороды в наиболее погруженных частях Южно-Баренцевской впадины [1].

Юрские отложения севера Колвинского мегавала рассматривались на примере разрезов скважин Южно-Шапкинская-79 и Колвависовская-247. Данные отложения представлены чередованием алевроитовых, известковистых глин с обилием фауны, мергелистых глин, известковистых алевролитов и аргиллитов с единичными прослоями глинистых горючих сланцев [4].

Геохимические исследования пород севера Колвинского мегавала (скв. Юж. Шапкинская-79, Колвависовская-247) проводились следующими методами: определение органического углерода ( $C_{орг}$ ) и выделение хлороформного битумоида (ХБА), определение состава насыщенной фракции битумоидов (ГЖХ), пиролиз по методу Rock-eval. В целом данные исследования показали изменение содержаний органического углерода в зависимости от литологических типов пород. Наименьшее содержание  $C_{орг}$  отмечено в известковистой глине (мергелистая) менее 1 % и в алевроитистых глинах (известковистых, слюдистых) 0,5–1,5 %, наибольшее — в глинистых и алевроитовых породах ~ 1-2,5 %.

Содержание ХБА низкое варьирует от 0.01 до 0.07 %, значения битумоидного коэффициента ( $\beta_{ХБ}$ ) низкие и изменяются от 0.02 до 3.6 %, что свидетельствует об автохтонности битумоида. Выход углеводородной фракции достигает 20–33.59 %. В ХБА юрских отложений установлен один тип распределения углеводородов ряда n-алканов (см. рисунок, d). Он характеризуется высоким содержанием n- $C_{13}$ - $C_{18}$  относительно n-алканов (47-62 %), одномодальным распределением с максимумом на  $C_{16}$ - $C_{17}$ . В высокомолекулярной области наблюдается небольшое преобладанием нечетных соединений, что подтверждает результаты пиролиза, и свидетельствует о незрелости ОВ. В составе исходной биомассы отмечается преобладание водорослевой составляющей.



Органические мацералы (a — c,  $L_{bit}$  — битуминит, Vt — витринит, I — инертинит), и хроматограмма распределения n-алканов и изопреноидов (d) в волжских отложениях скв. Колвависовская — 247

Органическое вещество исследованное углепетрографическим методом в основном представлено (см. рисунок, а–с) бесструктурными сапропелевыми компонентами — битуминитом, а также обломками витринита (Vt: гелинит, колотелинит, витродетринит), инертинита (I: фюзинит, инертдетринит) и липтинита (L: споринит, кутнит, липтодетринит). Органическая составляющая преимущественно представлена мацералом группы липтинита — битуминитом ( $L_{bit}$ ), имеющим водорослевую основу. В породах он распространен в виде линз, включений и небольших скоплений темно-серого цвета в отраженном свете, зачастую с пустотами на поверхности и неровными краями. Вокруг включений битуминита видно большое количество битуминозного вещества (Bit), пропитывающего отдельные прослои в породе (см. рисунок, б). В глинах верхнеюрских отложений преобладает аморфное сапропелевое вещество — битуминит и зачастую в алевритовых разностях повышена доля витринитовой и инертинитовой составляющей (см. рисунок, с).

По данным пиролиза Rock-eval содержание  $S_1$  изменяется от 0,5 до 1,3 мг УВ /г породы, что указывает крайне низкую катагенетическую преобразованность ОВ пород,  $S_2$  варьирует от 50 до 94 мг УВ /г породы (единично до 230).  $T_{max} < 420^\circ\text{C}$  также характерны для незрелого ОВ (градация катагенеза ПК). Значения водородного индекса находятся в пределах от 40 до 580 мг УВ /г  $C_{орг}$ . Для большинства глинистых образцов характерны высокие значения, что указывает на высокий углеводородный потенциал ОВ.

Верхнеюрские отложения широко распространенные на шельфе Баренцева моря [1–3] имеют, аналогичное рассматриваемым, незрелое сапропелево-гумусовое ОВ (II, II-III типы). Наиболее высоким генерационным потенциалом (до 42,13 мг УВ/г породы) и HI (до 404 мг УВ/г  $C_{орг}$ ) характеризуются породы Штокмановской и Ферсмановской площадей. Заниженные значения HI (менее 207 мг УВ/г  $C_{орг}$ ) отмечаются в породах содержащих ОВ III и II-III типов на островах архипелага Земля Франца-Иосифа, [1, 2]. В районах архипелага Шпицберген и на месторождении Сновит (Норвегия) верхнеюрские отложения содержат катагенетически более зрелое сапропелево-гумусовое ОВ (II-III типа) с низкими значениями HI — 63–171 мг УВ/г  $C_{орг}$  [2]. Верхнеюрские отложения вступали в главную зону нефтеобразования в центральном районе Южно-Баренцевской впадины и прогибов Норвежского шельфа, где они могли генерировать жидкие углеводороды [2].

Формирование юрских пород севера Колвинского мегавала, богатых ОВ, происходило в морских и относительно мелководных обстановках со спокойными динамическими условиями. Поступление гумусового органического вещества было не постоянным, и преимущественно накапливалось в алевритовых породах, что подтверждается данными петрографических и пиролитических исследований. Высокая доля гумусового ОВ [2] отмечается в мелководно-морских юрских отложениях островов архипелага Земля Франца-Иосифа Баренцева моря, что вероятно связано с обилием поступления терригенного материала.

Таким образом, в рассмотренных юрских отложениях содержится незрелое (градация катагенеза ПК) органическое вещество смешанного сапропелево-гумусового состава (II, II-III, II-III-IV типов). Высокие значения HI ( $> 500$  мг УВ/г  $C_{орг}$ ) в глинистых породах указывают на высокий начальный углеводородный потенциал ОВ верхнеюрских отложений севера Колвинского мегавала.

## Список литературы

1. Кирюхина Н. М. Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений шельфа Баренцева моря. :автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук / Н. М. Кирюхина М: МГУ, 2013. 24 с.

2. Кирюхина Т.А. Мезозойские нефтегазоматеринские отложения Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна / Т.А. Кирюхина, А.В. Ступакова, М.А. Большакова, Н.М. Кирюхина, Д.А. Норина // Геология нефти и газа. 2012. №3. С. 24–35.

3. Большакова М.А. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности Штокмановско-Лунинской мегаседловины: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук / М.А. Большакова М: МГУ, 2008. 24 с.

4. Лыуров С.В. Юрские отложения севера Русской плиты. Екатеринбург: УрО РАН, 1996. 138 с.

**ГИДРОТЕРМАЛЬНОЕ ПРЕВРАЩЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО ФЛЮИДА  
АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
ВБЛИЗИ СВЕРХКРИТИЧЕСКОЙ ТОЧКИ ВОДЫ \***

**А. И. Лахова<sup>1</sup>, С. М. Петров<sup>1</sup>, Е. Г. Моисеева<sup>1</sup>,  
В. С. Балицкий<sup>2</sup>, И. Н. Плотникова<sup>2</sup>, Е. Д. Балицкая<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*Казанский национальный исследовательский технологический университет, Казань*  
<sup>2</sup>*Институт экспериментальной минералогии РАН, Черноголовка*

**Аннотация.** В работе выявлены отличительные особенности изменения состава углеводородного флюида после экспериментов, моделирующих гидротермальные процессы, протекающие в интервале температур 360–420 °С и давлениях до 24 МПа в закрытой системе. Установлено преимущественное перераспределение n-алканов в сторону низкомолекулярных гомологов состава C12-C16, а так же увеличение в 1,5 раза коэффициента нечетности CPI указывающего на степень зрелости.

**Ключевые слова:** Южно-Татарский свод, пермские отложения, кристаллический фундамент, гидротермальный процесс, сверхкритическая точка воды, углеводородный флюид, геохимия, терригенные отложения.

**HYDROTHERMAL CONVERSION OF HYDROCARBON FLUID OF THE  
ASHALCHINSKY DEPOSIT NEAR A SUPER CRITICAL WATER POINT**

**A. I. Lakhova<sup>1</sup>, S. M. Petrov<sup>1</sup>, E. G. Moiseeva<sup>1</sup>,  
V. S. Balitsky<sup>2</sup>, I. N. Plotnikova<sup>2</sup>, E. D. Balitskaya<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*Kazan National Research Technological University, Kazan*  
<sup>2</sup>*Institute of Experimental Mineralogy, Russian Academy of Sciences, Chernogolovka*

**Annotation.** The work revealed the distinctive features of the change in the composition of the hydrocarbon fluid after experiments simulating hydrothermal processes occurring in the temperature range 360–420 °C and pressures up to 24 MPa in a closed system. The predominant redistribution of n-alkanes towards low-molecular homologues of the composition C12-C16, as well as a 1.5-fold increase in the oddness coefficient CPI indicating the degree of maturity, was established.

**Key words:** South Tatar arch, Permian deposits, crystalline basement, hydrothermal process, supercritical point of water, hydrocarbon fluid, geochemistry, terrigenous deposits.

На протяжении миллиардов лет вода в суб- и сверхкритическом состоянии участвует в процессах формирования руд и минералов в недрах. Исследования гидротермальных про-

© А. И. Лахова, С. М. Петров, Е. Г. Моисеева, В. С. Балицкий, И. Н. Плотникова, Е. Д. Балицкая, 2021

\* Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ и Национального центра научных исследований Франции в рамках научного проекта № 21-55-15010.



цессов в превращении углеводородов, становятся все более актуальными. Наиболее важным вопросом остается определение термодинамических условий геологических процессов, обеспечивающих миграцию и формирование залежей углеводородов [1]. Разломные зоны пород фундамента и осадочного чехла служили путями миграции углеводородных флюидов из глубоких горизонтов палеозоя [2]. Основные залежи природных битумов на территории Татарстана расположены на восточном борту Мелекесской впадины и соседних склонах Южно-Татарского и Северо-Татарского свода [3].

Работа посвящена выявлению отличительных особенностей изменения состава гидротермально преобразованного углеводородного флюида типа  $B^2$  в термобарических условия вблизи сверхкритической точки воды. В качестве объекта исследования служил углеводородный флюид Ашальчинского месторождения представляющий собой тяжелую нефть генотипа типа  $B^2$ , залегающие в терригенных отложениях на западном склоне Южно-Татарского свода Волго-Уральской антеклизы, в рудском ярусе пермского периода палеозойской эры. Углеводородный флюид содержит преимущественно асфальто-смолистые вещества и ароматические соединения, в них отсутствуют *n*-алканы, и напротив преобладают углеводороды изопреноидного строения, среди которых максимальная концентрация приходится на пристан (*Pr*) и фитаном (*Ph*) (рис. 1).

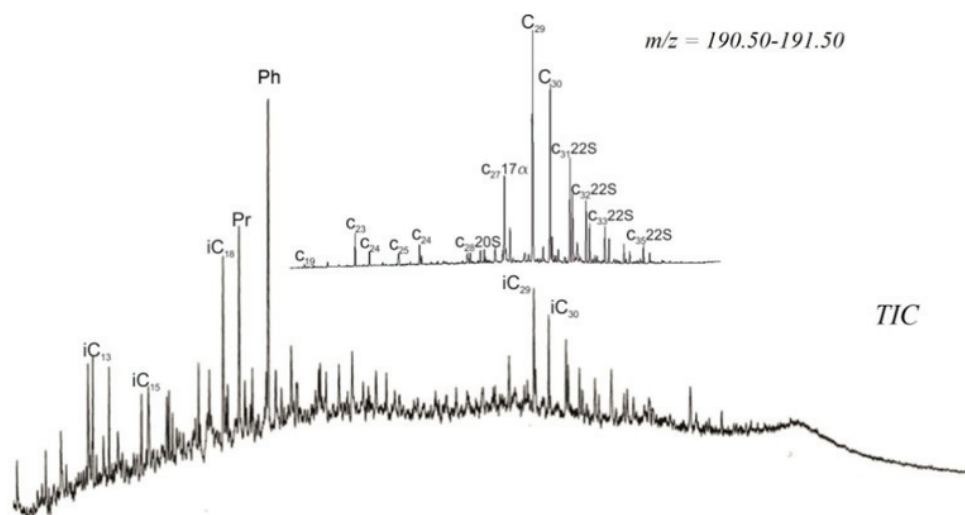


Рис. 1. Хроматограммы по общему ионному току (ТIC) и масс-фрагментограмма по  $m/z$  190.50–191.50 насыщенной части углеводородного флюида

### Компонентный состав

Обозначение эксперимента	Термодинамические условия эксперимента		Состав, wt %		
	Температура, °C	Давление, МПа	углеводороды	смола	асфальтены
<i>Hf</i>	-	-	58,6	34,4	7
<i>a</i>	375	21	68,4	22,8	8,8
<i>b</i>	420	23	77,9	17,5	4,6
<i>c</i>	380	24	83,5	11	5,5

Эксперименты *a*, *b*, *c* по гидротермальному превращению углеводородного флюида проводили в обогреваемом пустотелом реакторе, снабженном термопарой, манометром и винкелем тонкой регулировки. Увеличение температуры и давления в реакторе до 375 °C и 22,1 МПа



ведет воду в область фазового перехода второго рода, где она проявляет аномальные свойства, в литературе известные как суб- и сверхкритическое состояние воды.

В гидротермально преобразованных углеводородных флюидах преобладают углеводороды изопреноидного строения *i*C12-*i*C16 над пристанном (*Pr*) и фитаном (*Ph*), уменьшается содержание нафтеновых соединений: снижается концентрация трициклических терпанов C23-C28, тетрациклических терпанов C24 и пентациклических тритерпанов C29-C35 (рис. 2).

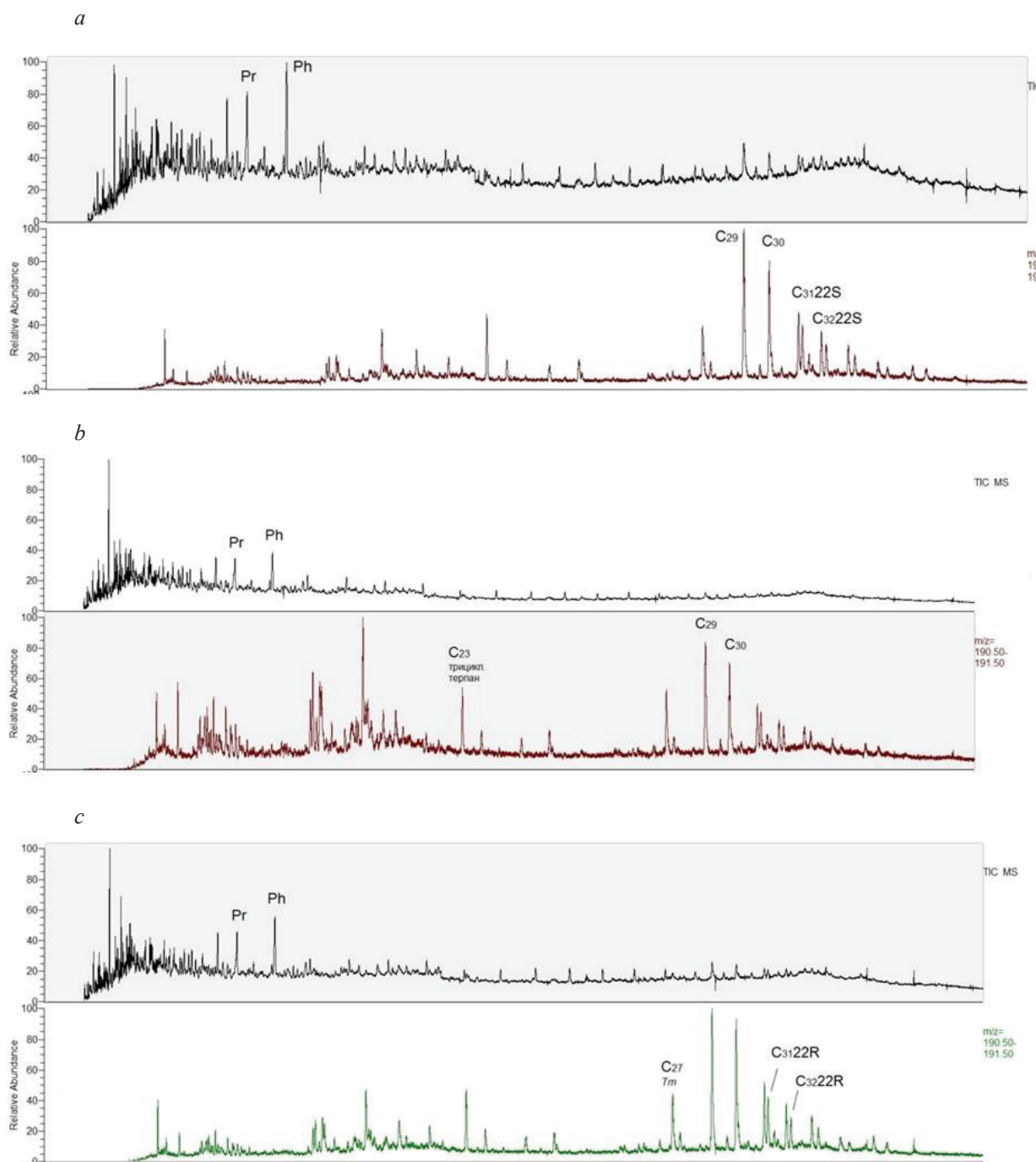


Рис. 2. Хроматограммы по общему ионному току (TIC) и  $m/z$  190.50–191.50 насыщенной части углеводородов после экспериментов: а, б, с

Результаты исследования раскрывают изменения типа углеводородных флюидов в таких природных гидротермальных процессах как миграция углеводородов и формирование залежей в условиях аномального изменения свойств воды вблизи сверхкритической точки. Полученные результаты вносят вклад в развитие исследований о превращениях углеводородов в природных условиях — в зонах контакта глубинных сверхкритических флюидов и могут применяться как при моделировании развития гидротермальных систем и дальнейшей миграции и аккумуляции переносимых ими углеводородных компонентов, так и при изучении основных геологических процессов в эволюции нашей планеты.

### Список литературы

1. Балицкий В. С., Балицкая Л. В., Пентелей С. В., Новикова М. А. Влияние крекинга сырой нефти на распределение углеводородов в земных недрах (по данным экспериментальных исследований) // ДАН. 2012. Т.442. № 6. С. 805–809.
2. Каюкова Г. П., Романов Г. В., Лукьянова Р. Г., Шарипова Н. С. (2009). Органическая геохимия осадочной толщи и фундамента территории Татарстана. М.: ГЕОС, С. 487.
3. Sergey M. Petrov, Aliya G. Safiulina, Natalya Yu. Bashkirtseva, Alfiya I. Lakhova, Galiya G. Islamova, Influence of Metal Oxides and Their Precursors on the Composition of Final Products of Aquathermolysis of Raw Ashalchin Oil / Processes. 2021. Т. 9, в.256, с. 1–19.

УДК 550.42  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-130-133

## ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА КЕРОГЕНА ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА \*

А. П. Родченко

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

**Аннотация.** В керогенах гольчихинской, яновстанской, сиговской и точинской свит позднеюрского возраста западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба определены элементный (содержания углерода, водорода, серы, азота, кислорода) состав и соотношение стабильных изотопов углерода. Установлено, что на состав керогенов северо-востока Западной Сибири существенное влияние оказали окислительные условия накопления органического вещества.

**Ключевые слова:** кероген, элементный состав, органическое вещество, верхняя юра, Енисей-Хатангский региональный прогиб, Арктика.

## KEROGEN COMPOSITION OF THE UPPER JURASSIC SOURCE ROCK IN THE WESTERN PART OF THE YENISEI-KHATANGA REGIONAL TROUGH

A. Rodchenko

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics  
of Siberian Branch Russian Academy of Sciences, Novosibirsk*

**Annotation.** The elemental (carbon, hydrogen, sulfur, nitrogen, oxygen) composition and the ratio of stable carbon isotopes were determined in kerogens of the Golchikha, Yanovstan, Sigov and Tochin formations (Upper Jurassic) in the western part of the Yenisei-Khatanga trough. Oxidative conditions of accumulation of organic matter had a significant effect on the composition of kerogens in the northeast of Western Siberia.

**Key words:** kerogen, elemental composition, organic matter, Upper Jurassic, Yenisei-Khatanga regional trough, Arctic.

Органическое вещество (ОВ) верхнеюрских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) имеет смешанную природу — содержания террагенного и аквагенного материала в его составе примерно равны или террагенный преобладает. Известно, что в отложениях возрастных аналогов баженовской свиты — яновстанской и гольчихинской свит распространены толщи с ОВ преимущественно аквагенного генезиса [1, 2, 3]. Кероген является основной составляющей рассеянного ОВ материнских пород и несет в себе информацию об источниках живого вещества, условиях его накопления в осадках, изменчивости обстановок осадконакопления, эволюции преобразования отложений, а также нефтепроизводящих свойствах исследуемой толщи.

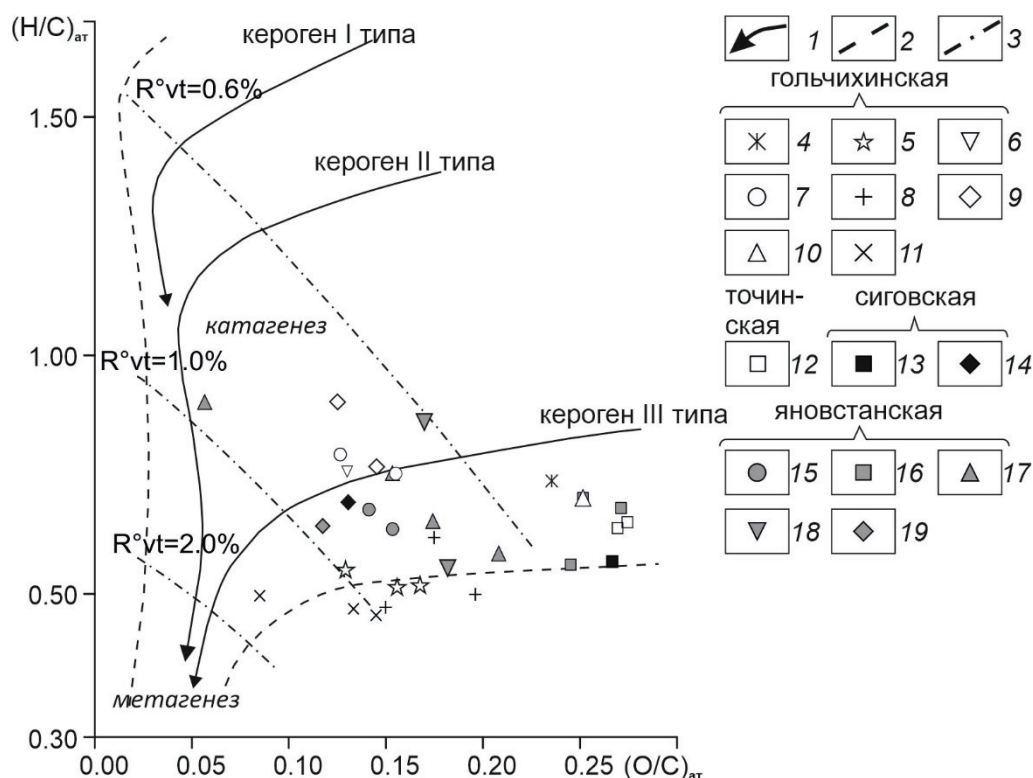
---

© А. П. Родченко, 2021

\* Работа выполнена при поддержке проекта НИР № 0331-2019-0022.

В настоящей работе были проанализированы 33 керогена верхней юры, включая 17 проб гольчихинской свиты, по 2 пробы точинской и сиговской свит и 12 проб яновстанской свиты. Геохимические исследования проводились в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН и включали выделение керогена и определение элементного состава. Выделение керогена осуществлялось из предварительно дебитуминизированного хлороформом порошка породы путем разрушения и удаления породообразующих минералов (метод обогащения) смесью плавиковой и соляной кислот в платиновых чашечках при нагревании [4]. Элементный анализ выполнен на приборе EA1110 CHSN (CE Instruments Ltd.). Измерение стабильных изотопов углерода ( $\delta^{13}\text{C}$ ) выполнялось в ИГМ СО РАН на масс-спектрометре Finnigan MAT 253 (Thermo Fisher Scientific) и в Томском филиале ФГУП «СНИИГГиМС» на масс-спектрометре DELTA V Advantage (Thermo Fisher Scientific).

Керогены верхнеюрских пород ЕХРП характеризуются пониженными концентрациями углерода, водорода, серы и атомного отношения Н/С, в больших концентрациях присутствуют азот и кислород. Результаты определения элементного состава вынесены на диаграмму Ван Кревелена атомных отношений Н/С и О/С (Рисунок 1). Содержание углерода в керогенах изменяется от 67.0 до 83.8 % в пересчете на ОВ. Наименьшие концентрации С (67.0–71.2 %) установлены в образцах с наименее преобразованным ОВ (катагенез по данным  $R^{\circ}_{\text{vt}}=0.50\text{--}0.56\%$  соответствует градации МК<sub>1</sub><sup>1</sup>) из скв. Медвежья-316, Хабейская-2 и Дерябинская-9, располо-



Распределение характеристик элементного состава верхнеюрских керогенов ЕХРП на диаграмме Ван Кревелена. Условные обозначения: 1 — эволюционные кривые основных типов керогенов, 2 — границы поля, отвечающего керогену; 3 — изолинии приближенных значений отражательной способности витринита; скважины: 4 — Дерябинская-9, 5 — Пайяхская-1, 6 — Паютская-1, 7 — Пеляткинская-15, 8 — Средняяоровская-3, 9 — Ушаковская-1, 10 — Хабейская-2, 11 — Южно-Носковская-318; точинская свита: 12 — Медвежья-316; сиговская свита: 13 — Медвежья-316, 14 — Туколандо-Вадинская-320; яновстанская свита: 15 — Горчинская-1, 16 — Медвежья-316, 17 — Озерная-10, 18 — Сузунская-4, 19 — Туколандо-Вадинская-320.

женных на периферии ЕХРП. Эти пробы также содержат наибольшие концентрации кислорода — 20.0–24.6 %. Относительное увеличение доли О в керогене вероятно является следствием потери С, Н и S в виде оксидов в окислительной обстановке в наддонных водах и осадках на этапах седиментогенеза и раннего диагенеза. Кроме того, высокие концентрации О в составе керогенов могут свидетельствовать о консервации в его структуре углеводных компонентов исходного живого вещества в диагенезе. В целом изученные керогены характеризуются значительной вариацией содержания кислорода от 6.2 до 24.6 %.

Концентрации водорода в керогенах незначительны и изменяются от 3.0 до 6.2 % на ОВ. Повышение содержания Н до 6.2 % на ОВ отмечается в некоторых керогенах верхневолжской-нижнеберриасской части разрезов гольчихинской (скв. Пеляткинская-15 и Ушаковская-1) и яновстанской (скв. Озерная-10) свит. Вероятно, это связано с обогащением ОВ этого уровня липидными компонентами за счет бактериального накопления и увеличения доли в составе ОВ морского фитопланктона. В остальных керогенах содержание Н меньше 5.0 % на ОВ. Пониженные концентрации Н свидетельствуют о низком содержании в структуре керогенов полимерлипидной составляющей, наследуемой главным образом от архей, бактерий и простейших эукариотов, т.е. аквагенного ОВ, и большей доле гумусово-гумоидного материала. Кроме того, гумоидный (псевдогумусовый) облик изученные керогены могли приобрести за счет частичной потери водорода при анаэробном окислении ОВ в осадках в диагенезе и на ранних стадиях катагенеза.

Доля азота в исследованной коллекции керогенов составляет от 2.5 до 4.7 %. В самых низких концентрациях в керогенах содержится сера от 0.01 до 2.6 % на ОВ. Низкие концентрации серы в керогенах западной части ЕХРП также свидетельствуют об отсутствии в осадочном бассейне восстановительных условий при накоплении ОВ и сероводородного заражения в наддонных водах, диагностируемых в баженовском море в центральной части Западно-Сибирского осадочного бассейна [5].

Соотношение стабильных изотопов углерода ( $\delta^{13}\text{C}$ ) для керогенов изменяется от -29.0 до -22.7‰. На изученных керогенах эмпирически подтверждена следующая закономерность: легкий изотопный состав углерода соответствует пробам, в составе которых увеличивается доля липидных компонентов т.е. содержание водорода и значение отношения  $\text{H}/\text{C}_{\text{ат}}$ . Пробы верхних частей гольчихинской свиты (скв. Пеляткинская-15 и Ушаковская-1) и яновстанской свиты (скв. Озерная-10) обогащены изотопом углерода  $^{12}\text{C}$  ( $\delta^{13}\text{C} = -29.0\text{‰}$ ), что указывает на аквагенный состав ОВ. Большая часть образцов гольчихинской и яновстанской свит, точинской свиты и одной пробы сиговской свиты имеют террагенный генезис исходного ОВ. Эти пробы обогащены изотопом  $^{13}\text{C}$  и характеризуются значениями  $\delta^{13}\text{C}$  больше -25.0‰. Для проб с значениями  $\delta^{13}\text{C}$  от -27.7 до -25.4‰ ОВ имеет смешанный генезис.

Таким образом, на элементный состав керогенов верхнеюрских отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба повлияли главным образом два фактора. Первый связан с особенностями биопродуктивности верхнеюрского Енисей-Хатангского бассейна и формированием керогена из соединений липидной части и продуктов поликонденсации белковых и углеводных компонентов по механизму меланоидинообразования исходного живого вещества. Второй фактор, предопределивший элементный состав керогенов, — это накопление ОВ в окислительной обстановке в наддонных водах и осадках на этапах седиментогенеза и раннего диагенеза.

### Список литературы

1. Гончаров И. В. Природа нефтей района Ванкорского месторождения / И. В. Гончаров, В. В. Самойленко, Н. В. Обласов, В. А. Кринин, Р. А. Ошмарин // Нефтяное хозяйство. 2011. №3. С. 12–17.
2. Родченко А. П. Геохимия органического вещества верхнеюрских отложений северо-востока Западной Сибири и генезис меловых нефтей региона / А. П. Родченко // Геология нефти и газа. 2016. № 6. С. 107–118.
3. Конторович, А. Э. Геохимия и катагенетические превращения керогена баженовского горизонта / А. Э. Конторович и др. // Геохимия 2019. Т. 64. № 6. С. –585–593.
4. Богородская, Л. И. Кероген: Методы изучения, геохимическая интерпретация / Л. И. Богородская, А. Э. Конторович, А. И. Ларичев. Новосибирск, Изд-во СО РАН, фил. «Гео», 2005. 255 с.
5. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) / Ю. В. Брэдучан, Ф. Г. Гулари, В. А. Захаров, А. В. Гольберт, Ф. Г. Гулари, В. А. Захаров, И. Г. Климова, Г. Э. Козлова, А. И. Лебедев, М. С. Месежников, Т. И. Нальняева, А. С. Турбина. Новосибирск: Наука, 1986. 217 с.



## ОЦЕНКА ГЕНЕРАЦИОННОЙ СПОСОБНОСТИ НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ПРОСЛОЕВ НИЖНЕВЕНДСКОГО ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА ЛЕНО-ТУНГУССКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

Е. Д. Сивкова, А. В. Ступакова

*Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова, Москва*

**Аннотация.** В статье рассмотрены методы оценки генерационной способности и нефтегазоматеринских свойств терригенных отложений непского горизонта нижнего венда Лено-Тунгусского бассейна. На основе геохимических данных проведен анализ генерационного потенциала, типа и катагенетической преобразованности органического вещества, а также наличия миграционных битумоидов в пределах исследуемого интервала. Дополнительно разработан ряд критериев, благодаря которым из общего объема исследуемым проб были отобраны наиболее представительные образцы. **Ключевые слова:** верификация пиролитических данных, пиролиз, Лено-Тунгусский бассейн, генерационный потенциал, катагенетическая преобразованность, нижний венд

## THE GENERATING ABILITY ASSESSMENT OF LOWER VENDIAN TERRIGENOUS SOURCE ROCK IN LENA-TUNGUSKA BASIN

E. Sivkova, A. Stupakova

*Lomonosov Moscow State University, Moscow*

**Аннотация.** The article discusses methods for generation ability and source properties assessment of terrigenous Lower Vendian deposits in Lena-Tunguska basin. Based on geochemical data, hydrocarbon-generating potential, type and catagenetic transformation of organic matter analysis and migratory bitumoids within the studied interval uncovering was carried out. Due to the set of criteria development, the most representative samples were selected from the total volume of the samples under study.

**Ключевые слова:** pyrolytic data verification, pyrolysis, Lena-Tunguska basin, generation potential, catagenetic transformation, Lower Vendian

**Введение.** Нефтегазоносность терригенной части вендских отложений Лено-Тунгусского бассейна (НГБ) была установлена еще в начале 1950-х годов. В процессе дальнейшего изучения территорий и открытия ряда крупных месторождений была подтверждена промышленная значимость интервала. Основным источником большинства открытых залежей вендского комплекса являются нижележащие толщи рифейского периода. Однако нижневендские нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), которые и стали объектом представленного исследования, также несут свой вклад, доказанный рядом исследований [1]. В статье представлена оценка их нефтегазоматеринских качеств и генерационного потенциала, проведенная на основе анализа собранных результатов геохимических исследований.

**Методология.** Для оценки генерационного потенциала, типа и зрелости органического вещества (ОВ) отложений непского горизонта нижневендского комплекса были использованы результаты пиролитических исследований, а также данные других научных изысканий: выделение хлороформенных экстрактов и определение содержания битумоидов в породе с использованием органических растворителей, определение содержания органического углерода (Сорг) в процентах на породу методом полного сжигания и определение элементного состава керогена.

Работа проведена на основе геохимической базы, сформированной по данным различных источников: данные диссертаций [2,3] и отчетов (СНИИГГиМС, ВНИГНИ), результаты работы коллектива кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ и др. Для проведения исследования из всего объема собранных и систематизированных данных были отобраны результаты 251 пиролитической пробы, 150 точек замера содержания Сорг в процентах на породу, 74 пробы с данными замера битумоидного коэффициента и 60 точек исследования элементного состава образцов нижневендского комплекса.

Ввиду использования данных различных источников, к их обработке требовалось применить особый подход, поэтому перед началом аналитической части работы, в частности перед началом анализа катагенетической преобразованности пород по параметру  $T_{max}$  и определением типа ОВ исследуемых интервалов, из общего объема имеющихся данных был исключен ряд проб, неудовлетворяющих следующим условиям:

- содержание Сорг < 1 %;
- величина  $S_2 < 1$  мг УВ/г породы;
- пробы с высокими значениями  $H_I$  и  $S_1$  при нехарактерно низкими  $T_{max}$
- пробы с присутствием миграционных битумоидов, при несоблюдении зависимости Успенского-Вассоевича и значениями битумоидного коэффициента  $\beta > 40-50$  %.

**Анализ пиролитических параметров, оценка качества и преобразованности нижневендских НГМТ.** Оценка генерационного потенциала нижневендских отложений произведена на основе общего содержания органического углерода (ТОС) и значений суммы пиков  $S_1$  и  $S_2$ , согласно которым его можно классифицировать как удовлетворительный и высокий. Преобладающая часть анализируемых проб имеет низкие значения  $T_{max}$  (менее 440°C), определяя степень зрелости ОВ как низкую. В большей части территории бассейна вендские НМТ еще не достигли «нефтяного окна». Однако в общем объеме проб также присутствуют и те, что характеризуют прослой нижнего венда с повышенным содержанием ОВ как зрелые или попадающие в зону нефтяного окна. Для подкрепления пиролитических данных также были использованы результаты элементного состава керогена, а именно содержание в органическом веществе углерода ( $C^{OB}$ ).

Также отмечено, что на катагенетическую преобразованность отдельных проб в пределах Байкитской и Непско-Ботубинской антеклиз (где преобладающая часть образцов характеризуется низкой катагенетической преобразованностью) оказывают влияние процессы внедрения интрузий и проявления гидротерм, а высокая зрелость ОВ обусловлена контактовым тепловым прогревом, вызванным активизацией тектоно-магматических процессов в триасовое время [3].

**Выводы.** Оценка перспектив непского горизонта в качестве нефтегазоматеринской формации по результатам пиролитических данных необходимо начинать с отбора представительных образцов. Для анализа катагенетической преобразованности пород по параметру  $T_{max}$  и определением типа ОВ важно использовать пробы, имеющие содержание Сорг > 1 %;  $S_2 > 1$  мг УВ/г породы, с минимальным содержанием миграционных битумоидов.

Присутствие вторичных битумоидов в изученной части разреза подтверждено и свидетельствует о том, что в осадочном чехле Лено-Тунгусского НГБ активно протекали процессы миграции УВ.

Нефтегазоматеринские прослои нижнего венда имеют удовлетворительный и высокий генерационный потенциал с преимущественно вторым типом ОВ. Их катагенетическая преобразованность на большей части бассейна низкая, а области нефтяного и газового окон отмечаются в наиболее погруженных районах синеклиз. Локальный прогрев отмечается в зонах развития разломов, где активно протекали процессы внедрения интрузий и действия гидротерм.

Наиболее перспективными для генерации углеводородов в интервале непского горизонта являются осевые зоны Курейской синеклизы и западного борта Предпатомского прогиба, где прогнозируются улучшенные качества НМТ нижнего венда и достаточная зрелость для генерации УВ.

### Список литературы

1. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы. Под ред. А.И. Варламова, А.П. Афанасенкова. М.: ВНИГНИ, 2014. 128 с.
2. Тимошина И.Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири. Новосибирск.: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. 166 с.
3. Филиппов Ю.А. Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы. диссертация на соискание доктора геолого-минералогических наук. ИНГГ СО РАН. Красноярск, 2015. 171–172 с.

## ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ БИТУМОИДОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ СЕВЕРО-СУРГУТСКОГО РАЙОНА В ХОДЕ ГЕНЕРАЦИИ И МИГРАЦИИ

И. С. Сотнич, Е. А. Костырева, С. В. Рыжкова

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

**Аннотация.** В работе рассмотрены особенности группового и углеводородного состава битумоидов открытых и закрытых пор баженовской свиты Северо-Сургутского района Западно-Сибирской провинции. Установлено, что в закрытом поровом пространстве битумоиды находятся в свободном (фазовообособленном) и сорбированном состоянии. В открытых порах находятся наиболее подвижные компоненты битумоидов, перераспределенные из закрытых пор в ходе первичной миграции и оставшиеся после вторичной миграции нафтидов из баженовской свиты в киммеридж-оксфордский (пласты Ю<sub>1</sub>) и берриас-нижнеаптские (пласты групп А и Б) резервуары.

**Ключевые слова:** баженовская свита, Западная Сибирь, органическое вещество, битумоиды, нафтиды, поровое пространство, нефтенасыщенность

## DIFFERENTIATION OF THE BAZHENOV FORMATION BITUMOIDS IN THE NORTH-SURGUT REGION DURING GENERATION AND MIGRATION

I. Sotnich, E. Kostyрева, S. Pizhkova

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk*

**Annotation.** The features of the group and hydrocarbon compositions of the bitumoids that are filling open and closed pores of the Bazhenov Formation rocks from the North-Surgut region of Western Siberia were considered. In a closed pore space, the bitumoids are in a free or sorbed state. The open pores contain the most mobile components of bitumoids, which were redistributed from closed pores during the primary migration and remained after the secondary migration of naphthides from the Bazhenov Fm to the Kimmeridge-Oxfordian and Berriasian-Lower Aptian reservoirs.

**Key words:** Bazhenov Formation, Western Siberia, organic matter, bitumoid, naphthides, pore space, oil saturation

Баженовская свита Западной Сибири в настоящее время выступает в качестве одного из ключевых объектов потенциального прироста запасов и добычи нефти. В ней, по оценкам специалистов (Л. М. Бурштейн, Ф. Г. Гурари, М. Ю. Зубков, А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, М. Б. Скворцов и др.), сосредоточено более 10 млрд т извлекаемых ресурсов нефти. В связи с этим актуальными являются детальные исследования объема и структуры порового пространства пород баженовской свиты, и состава заполняющих его аллохтонных (нафтидов) и автохтонных остаточных битумоидов, поскольку формирование вторичной пористости и генерация углеводородов в баженовской свите — параллельно протекающие взаимосвязанные процессы.

Выделение битумоидов выполнялось хлороформом при комнатной температуре по разработанной в ИНГГ СО РАН методике [1], которая позволяет разделить свободные битумоиды, выполняющие открытые поры, а также битумоиды закрытых пор и сорбированные. В проведенных исследованиях под битумоидами открытых пор подразумевается «свободная микронепть», т.е. экстракты битумоидов из недробленных пород (они названы образцами грубого дробления — ОГД), а под битумоидами закрытых пор — высвобождающиеся после разрушения пород в процессе дробления до 0,25 мм (образцы мелкого дробления — ОМД) автотонные битумоиды, содержащие как нафтиды заблокированных пор, так и сорбированные на поверхности пород химически связанные молекулы углеводородов и гетероциклических соединений.

Объектом исследования является органическое вещество баженовской свиты Северо-Сургутского района Западной Сибири (север ХМАО), включающем 4 площади — Повховскую, Новоурьягунскую, Дружную, Южно-Ягунскую. При описании пород [2] была принята классификация, разработанная А. Э. Конторовичем и др. [3]. Баженовская свита на территории исследования аномально обогащена органическим веществом (содержание  $C_{орг}$  достигает 24 % на породу, в большей части образцов 5–15 %) и находится в главной зоне нефтеобразования (градация катагенеза  $MK_1^2$ ) [4, 5].

Содержание хлороформенного битумоида в образцах баженовской свиты в районе исследования высокое и достигает 4,2 % на породу, в основном варьирует в пределах 1,0–1,5 % на породу. Наиболее высокие концентрации битумоидов (в среднем,  $\geq 1,5$  %) отмечаются в керогеновых, кероген-кремнистых и кероген-карбонатных микститах, наименее высокие — в силицитах (в среднем, 1,2 %) и карбонатах (в среднем, 0,9 %). Обратную картину показывает распределение по разрезу битумоидного коэффициента ( $\beta_{хл}$ ): отчетливо проявляется так называемая «закономерность Успенского-Вассоевича» — наиболее высокие значения  $\beta_{хл}$  отмечаются в силицитах (до 40 %, в среднем 20 %) и карбонатах (до 70 %, в среднем 30 %), в остальных литотипах баженовской свиты  $\beta_{хл}$  не превышает 20 % (в среднем, 10–15 %).

Основной вклад (около 80 %) в общий выход хлороформенных битумоидов ( $b_{хл\ общ}$ ) вносят экстракты из закрытого порового пространства пород (до 2,0 % на породу), в то время как содержание битумоидов в открытых порах не превышает 1,0 % на породу и составляет, как правило, около 20 % от  $b_{хл\ общ}$ . Исключение составляют карбонатные породы, в которых доля битумоидов из открытого порового пространства может достигать 90 %, а доля битумоидов закрытых пор — минимальна. Эти выводы подтверждают и пиролитические показатели, измеренные до и после извлечения (экстракции) битумоидов. Так, значения пиролитического показателя  $S_1$ , соответствующего выходу углеводородов, находящихся в породе в свободном или адсорбированном состоянии, после экстракции битумоидов из открытого порового пространства снизились незначительно (примерно в 1,5 раза), в то время как после удаления битумоидов закрытых пор показания  $S_1$  уменьшились в 3 раза. Стоит отметить, что часть летучих фракций, заполняющих поровое пространство, была утеряна при бурении и подъеме керна на поверхность.

Современное распределение битумоидов в поровом пространстве пород можно оценить путем сравнения величины отношения выходов битумоидов открытых ( $b_{хл\ ОГД}$ ) и закрытых ( $b_{хл\ ОМД}$ ) пор. Повышенные значения этого параметра отмечаются в «кокколитовой» пачке (до 1,4 отн.ед. в керогеновых, кероген-кремнистых и кероген-карбонатных микститах), силицитах (до 1,1 отн.ед.) и карбонатах (до 12,9 отн.ед.). В остальных литотипах значения отношения  $b_{хл\ ОГД}/b_{хл\ ОМД}$  не превышают 0,35. Нужно иметь в виду, что баженовская свита является источником огромных запасов нефти в залежах верхнеюрского (горизонт  $Ю_1$ ) и берриас-аптского комплексов [4–8]. Это означает, что в результате первичной и вторичной миграции зна-



чительная часть битумоидов открытых пор покинула материнские породы и мигрировала в ловушки верхнеюрских и берриас-нижнеаптских резервуаров.

Групповой состав битумоидов открытых пор близок к нефтям (содержание УВ до 80 % на битумоид, асфальтенов — около 10 %) по сравнению с битумоидами закрытых пор (УВ — от 40 до 60 % на битумоид, асфальтенов — до 20 %). В целом, содержание углеводородов в битумоидах открытых пор выше по сравнению с битумоидами закрытых пор, в среднем, в 1,3–1,4 раза, содержание смол и асфальтенов — ниже (в 1,2–1,3 и 2–3,5 раза соответственно). Такое распределение битумоидных компонентов объясняется «хроматографическим эффектом» первичной миграции по А. Э. Конторовичу и А. А. Трофимуку [6, 7], согласно которому углеводородами и другими подвижными компонентами обогащаются при эмиграции аллохтонные и параавтохтонные битумоиды, к которым относятся битумоиды открытых пор.

Информативными показателями перераспределения подвижных компонентов битумоидов в ходе адсорбционно-хроматографического фракционирования являются также отношение насыщенных (Me-Nn) УВ к ароматическим (Nn-Ar) и отношение смолы/асфальтены в битумоидах открытых и закрытых пор, при этом первый параметр дифференцируется и по территории. Соотношение Me-Nn / Nn-Ar в битумоидах открытых пор из образцов Новоортьягунской и Повховской площадей достигает 4–5, из Дружной и Южно-Ягунской площадей — значения Me-Nn/Nn-Ar не превышают 3. В битумоидах закрытых пор возрастает концентрация ароматических углеводородов, соотношение Me-Nn/Nn-Ar значительно ниже: в образцах Повховской площади < 3, на остальных площадях < 2. Соотношение смолы/асфальтены в битумоидах открытых пор изменяется от 2,5 до 60, в среднем, в 1,5–3 раза выше по сравнению с битумоидами закрытых пор, где значения этого параметра варьируют от 1 до 30.

Таким образом, в Северо-Сургутском районе Западной Сибири нефтиды баженовской свиты, не эмигрировавшие в вышележащие берриас-нижнеаптские резервуары и оставшиеся на сегодняшний день внутри свиты, находятся преимущественно в заблокированном состоянии в обогащенных органическим веществом микститах. «Свободная микронепть», состоящая из наиболее подвижных фракций углеводородов, смол и асфальтенов, находится преимущественно в открытом поровом пространстве карбонатов и силицитов; именно она при благоприятных условиях формирует залежи нефти в баженовской свите.

### Список литературы

1. Конторович А. Э. Геохимия битумоидов баженовской свиты / А. Э. Конторович, Е. А. Костырева, С. В. Родякин, И. С. Сотнич, П. А. Ян // Геология нефти и газа. 2018. № 2. С. 79–88.
2. Эдер В. Г. Литология баженовской свиты в районах Хантейской гемиантеклизы и Межовского мегамыса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / В. Г. Эдер, А. Г. Замирайлова, И. А. Жигульский // Геология нефти и газа. 2016. № 6. С. 87–96.
3. Конторович А. Э. Классификация пород баженовской свиты / А. Э. Конторович, П. А. Ян, А. Г. Замирайлова, Е. А. Костырева, В. Г. Эдер // Геология и геофизика. 2016. Т. 57. № 11. С. 2034–2043
4. Конторович А. Э. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А. Э. Конторович, Н. М. Бабина, Л. И. Богородская, Б. Г. Винокур, Ю. Г. Зимин, М. М. Колганова, Л. Ф. Липницкая, А. Д. Луговцов, В. М. Мельникова, Г. М. Парпарова, Рогозина Е. А., Стасова О. Ф., Трушков П. А., Фомичев А. С. Л.: Недра, 1967. 223 с.



5. Конторович А. Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, В. С. Сурков, А. А. Трофимук, Ю. Г. Эрвье. М.: Недра, 1975. 680 с.
6. Трофимук А. А., Конторович А. Э. Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ // Геология и геофизика. 1965. № 12. С. 3–14.
7. Вышемирский В. С. Миграция рассеянных битумоидов / В. С. Вышемирский, А. Э. Конторович, А. А. Трофимук. Новосибирск: Наука, 1971. 168 с.
8. Peters K. E. Geochemistry of Selected Oils and Rocks from the Central Portion of the West Siberian Basin, Russia / K. E. Peters, A. E. Kontorovich, J. M. Moldowan, V. E. Andrushevich., B. J. Huizinga, G. J. Demaison, O. F. Stasova // AAPG Bulletin. 1993. Vol. 77, № 5. P. 863–887.

УДК 553.98  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-141-143

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТИПОВ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ЭЛЕКТРОННОМ СКАНИРУЮЩЕМ МИКРОСКОПЕ (SEM) НА ПРИМЕРЕ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

И. В. Тимофеева, К. Ю. Васильева

*Санкт-Петербургский государственный университет, Санкт-Петербург*

**Аннотация.** В работе изложены результаты исследования органического вещества с помощью электронного сканирующего микроскопа (SEM) на баженовской свите. На основании полученных данных были определены типы органического вещества и его распределение в породе.

**Ключевые слова:** баженовская свита, органическое вещество, сканирующий электронный микроскоп

## IDENTIFYING ORGANIC MATTER TYPES IN SEM IN THE BAZHENOV FORMATION

I. Timofeeva, K. Vasileva

*Saint-Petersburg State University, Saint-Petersburg*

**Annotation.** The results of the investigation of organic matter using an electron scanning microscope (SEM) in the Bazhenov formation. Based on the data obtained, the types of organic matter and its distribution were determined.

**Key words:** Bazhenov formation, organic matter, SEM.

На фоне истощенности традиционных месторождений нефти и газа в России возник повышенный интерес к поискам альтернативных сырьевых баз и детальным исследованиям имеющих ресурсы. В связи с этим интересной задачей является исследование типов органического вещества и его распределения в образцах баженовской свиты для определения условия его образования и приуроченности к определенным типам пород.

Были исследованы образцы 4 скважин (образцы N1, N2, N3, N4) на баженовской свите на глубине от 2670 метров до 2850 метров (Рисунок 1). Все скважины расположены в пределах центральной части Фроловской мегавпадины Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна.

Съемка образцов проходила на настольном растровом электронном микроскопе-микроанализаторе ТМ 3000 (НИТАСНИ, Япония) в Ресурсном центре микроскопии и микроанализа Санкт-Петербургского государственного университета. Исследованные породы представлены несколькими разновидностями:

1. Карбонатно-глинистыми породами с горизонтальной микрослоистостью (образец N3);
2. Глинисто-кремнистой породой с горизонтальной микрослоистостью (образцы N2, N4);
3. Апородиоларитовым известняком (образец N1).

Для всех образцов определялся минеральный состав и описывалось органическое вещество (его тип и распределение в породе), а также пористость. Органическое вещество в сканирующем электронном микроскопе темно-серого, почти черного цвета, для его описания была

использована классификация, упомянутая у Кэмпа [2]: структурированное, аморфное и заполняющее пустоты. Приведем описание некоторых образцов для различных типов органического вещества.

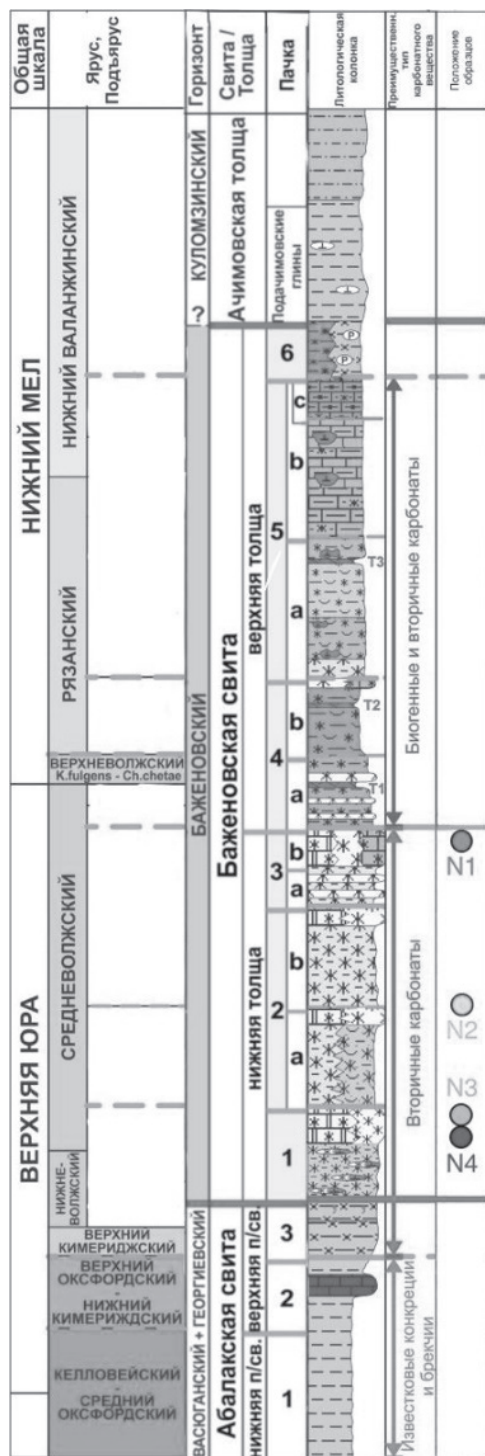


Рис. 1. Положение образцов на стратифицированной колонке баженовской свиты (Панченко, 2016) с изменениями

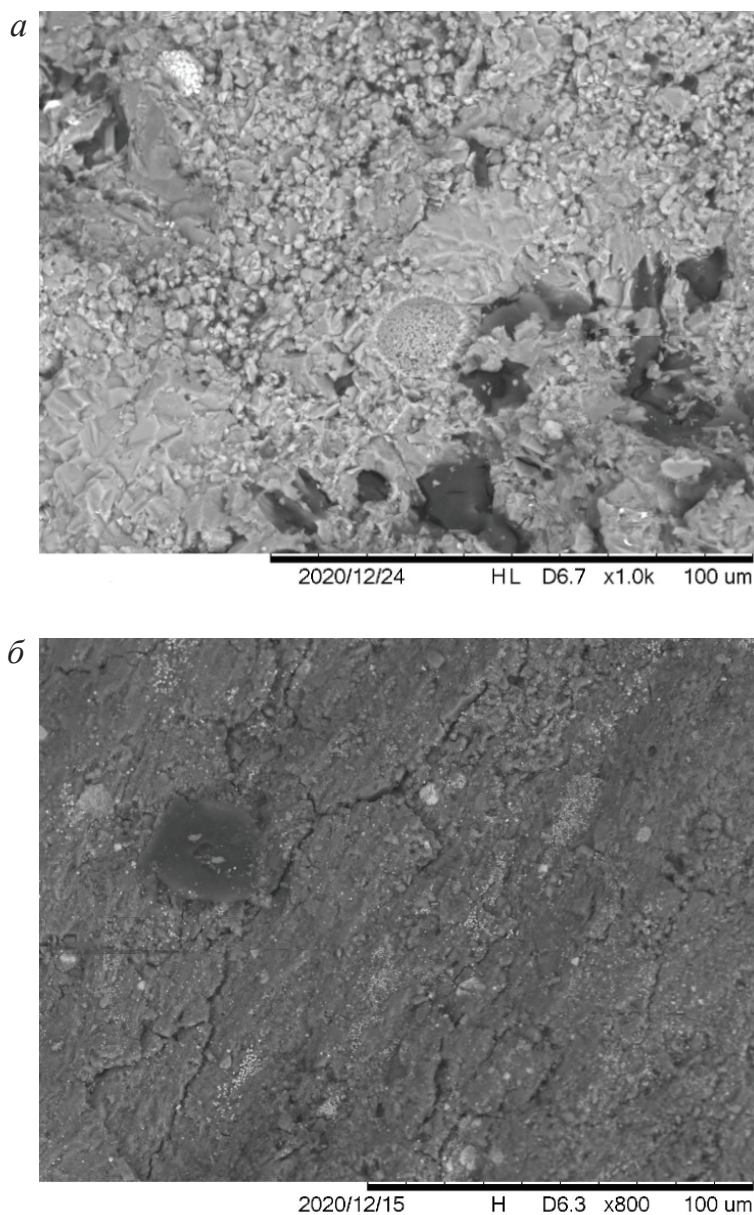


Рис. 2. Изображение, полученное в электронном микроскопе для образца N1 (а) и N3 (б)

Первое изображение получено для образца N1 (рис. 2, *a*). Белые участки на изображении — фромбоздальный пирит, светло — серые участки — кальцит. Темно-серые участки — структурированное органическое вещество. Минеральный состав: пирит (2–3 %), кальцит (65–70 %) и органическое вещество (20–25 %). Пористость равна 3–4 %. Тип пористости — межкристаллическая, поры имеют размер от 10 до 200 микрон.

Второе изображение получено для образца N3 (рис. 2, *b*). Белые участки на изображении — фромбоздальный пирит, серые участки — кремнистые и глинистые минералы. Темно-серые участки — аморфное органическое вещество. Минеральный состав: пирит (8–10 %), кремнистые и глинистые минералы (70–75 %) и органическое вещество (7–8 %). Пористость равна 3–4 %. Типы пористости — трещинная и микрокристаллическая, поры размером от 5 до 50 микрон.

В результате исследования было получено, что исследованные породы сложены кальцитом, халцедоном и глинистыми минералами; в образцах присутствуют стяжения фромбоздального пирита. Около 50 % всего органического вещества, обнаруженного в образцах из исследованных скважин, является структурированным. Около 30 % — заполняющим пустоты, а примерно 20 % — это аморфное органическое вещество. Отдельные типы органического вещества не приурочены к определенным литотипам.

### Список литературы

1. Панченко И. В., Немова В. Д., Смирнова М. Е., Ильина М. В., Барабошкин Е. Ю., Ильин В. С. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения и ГИС. Геология нефти и газа. 2016. № 6. С. 22–34;
2. Camp W. K. 'Strategies for identifying organic matter types in SEM', Search and Discovery, 70233. 2017. pp. 1–2.

## ПОДСЕКЦИЯ 2

### ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 553.98.042

DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-144-147

#### СРАВНИТЕЛЬНАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ И ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КАК ПРОГНОЗНО-ПОИСКОВЫЙ ПРИЗНАК ДОЮРСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

А. О. Алеева, В. И. Исаев, Г. А. Лобова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

**Аннотация.** Проведен целевой анализ геолого-геофизических материалов 204 глубоких скважин на 8 месторождениях УВ Томской области. Установлена уникальность «отражения» залежей палеозоя в геофизических и петрофизических параметрах перекрывающего юрского разреза. Определены 6-ть геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза как прогностических показателей для оценки нефтегазоносности доюрского (палеозойского) разреза.

**Ключевые слова:** петрофизические и геофизические характеристики юрского разреза, прогностические показатели нефтегазоносности палеозоя, Томская область

#### COMPARATIVE GEOPHYSICAL AND PETROPHYSICAL CHARACTERISTICS OF JURASSIC SEDIMENTS AS A PREDICTIVE SEARCH FEATURE OF PRE- JURASSIC HYDROCARBON DEPOSITS (TOMSK REGION)

A. Aleeva, V. Isaev, G. Lobova

*Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

**Annotation.** The target analysis of geological and geophysical materials of 204 deep wells at 8 hydrocarbon fields in the Tomsk region was carried out. The uniqueness of the «reflection» of the Paleozoic deposits in the geophysical and petrophysical parameters of the overlying Jurassic section is established. 6 geophysical and petrophysical characteristics of the Jurassic section are determined as predictive indicators for assessing the oil and gas content of the Pre-Jurassic (Paleozoic) section.

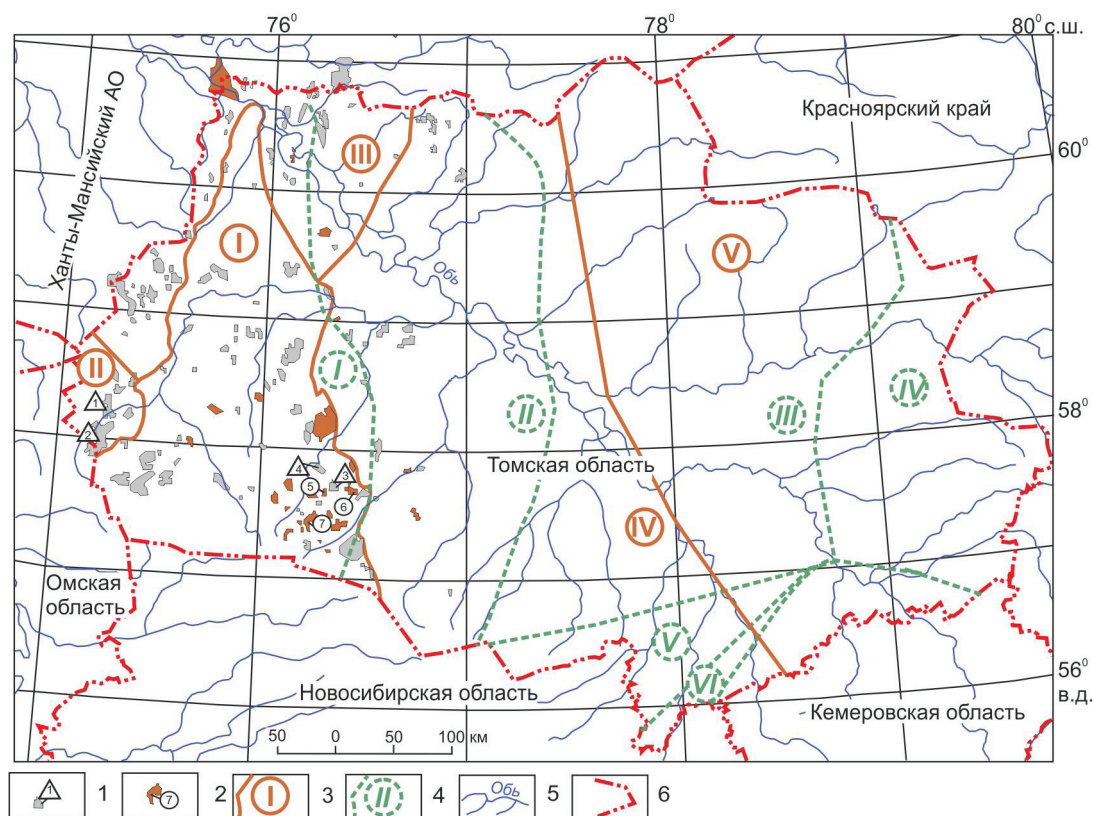
**Key words:** petrophysical and geophysical characteristics of the Jurassic section, predictive indicators oil and gas content of the Paleozoic, Tomsk region



Промышленная нефтегазоносность отложений в доюрском НГК выявлена на всей площади Западной Сибири. Значительные работы по оценке нефтегазоносности доюрских отложений проводились на юго-востоке, на территории Томской области (Нюрольская мегавпадина). Различие подходов к проблеме формирования залежей углеводородов (УВ) в палеозойском нефтегазоносном комплексе привели к многообразию концепций о нефтегазоносности палеозойских отложений, неоднозначности критериев оценки их перспектив.

В качестве нового критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей УВ авторами сформулирована и обосновывается гипотеза аномальности геофизических и петрофизических характеристик «транзитных» пластов — гипотеза «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающего мезозойского разреза [1, 2].

При этом, концептуально принято, что как в случае возможной восходящей, так и в случае нисходящей миграции УВ-флюидов происходят процессы наложенного эпигенеза, в результате которых горные породы транзитных юрских пластов испытывают вторичные преобразования, приводящие к аномальным геофизическим и петрофизическим характеристикам. В первом случае палеозойские отложения могут рассматриваться как комплекс с самостоя-



Обзорная схема территорий исследования на основе структурно-фациального районирования верхнеюрских и доюрских отложений. Месторождение с залежами: *I* — в верхнеюрском НГК (исследуемые месторождения: 1 — Двуреченское, 2 — Крапивинское, 3 — Западно-Останинское, 4 — Пельгинское); *2* — в доюрском НГК (исследуемые месторождения: 5 — Герасимовское, 6 — Останинское, 7 — Нижнетабаганское); *3* — граница структурно-фациальной зоны по палеозойским отложениям (*I* — Нюрольская, *II* — Туйско-Барабинская, *III* — Никольская, *IV* — Колпашевская, *V* — Вездеходная); *4* — граница верхнеюрского структурно-фациального района (*I* — Пурпейско-Васюганский, *II* — Сильгинский, *III* — Ажарминский, *IV* — Чулымо-Тасеевский, *V* — Тебисский, *VI* — Баганский); *5* — речная сеть; *6* — административная граница Томской области



тельным нефтегенерационным потенциалом, приводящим к восходящей миграции УВ. Во втором случае возможна нисходящая направленность вертикальной межпластовой миграции УВ из юрских материнских свит в доюрский комплекс.

Исследования выполнены для территорий юго-востока Западной Сибири, включающих месторождения разных типов. Одна территория выделена в составе Каймысовского нефтегазоносного района (НГР), которая характеризуется наличием месторождений с залежами УВ только в юрском НГК. Вторая территория выделена в составе Пудинского и Межовского НГР, которая характеризуется наличием месторождений с залежами как в юрском, так и доюрском НГК. В соответствии со схемой структурно-фациального районирования Западно-Сибирской плиты территории исследования расположены в одном структурно-фациальном районе (СФР) по келловей и верхней юре — в Пурпейско-Васюганском СФР (рисунок).

Оценка удельного электрического сопротивления по данным индукционного каротажа и каротажа сопротивления по разрезам 204 скважин выполнялась стандартными петрофизическими расчетами. Для типичной характеристики геофизики аргиллитов баженовской свиты выполнен статистический анализ показаний методов потенциалов самопроизвольной поляризации, кажущегося сопротивления и гамма-каротажа. Карбонатность пород оценивалась по данным объемного газометрического метода.

Выполнен сопоставительный анализ геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза Крапивинского, Двуреченского, Пельгинского и Смоляного месторождений, имеющих только юрские залежи нефти. Установлено, что юрские пласты-коллекторы этих месторождений схожи *отсутствием высокоомности* нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов, а также *низкой* их карбонатизацией. А баженовская свита характеризуется *значительными вариациями* показаний метода ПС, *высоким* уровнем УЭС и естественной радиоактивности.

Выполнен сопоставительный анализ геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза Герасимовского, Останинского и Нижнетабаганского месторождений, имеющих залежи углеводородов в доюрском НГК. Установлено, что юрские пласты-коллекторы этих месторождений отличаются *высокоомностью* нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов, а также *высокой* их карбонатизацией. А баженовская свита характеризуется *незначительными вариациями* показаний метода ПС, *низким* уровнем УЭС и естественной радиоактивности.

В итоге, выделено шесть геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза как прогностических показателей для оценки нефтегазоносности доюрского (палеозойского) разреза:

- *показатель 1* — высокое УЭС юрских нефтенасыщенных пластов-коллекторов (пороговое значение  $\geq 10$  Ом·м);
- *показатель 2* — высокое УЭС юрских водонасыщенных пластов-коллекторов (пороговое значение  $\geq 7$  Ом·м);
- *показатель 3* — высокая карбонатность юрских пластов-коллекторов (пороговое значение  $\geq 5$  %);
- *показатель 4* — незначительные вариации ( $\pm$ ) показаний метода ПС баженовской свиты (пороговое значение  $< 2$  мВ);
- *показатель 5* — низкие показания ГК баженовской свиты (пороговое значение  $< 40$  мкР/ч);
- *показатель 6* — низкие показания КС баженовской свиты (пороговое значение  $< 50$  Ом·м).

В контексте содержательной нагрузки, показателям с порядковыми номерами 1, 2 и 3 присвоена важность 1-го ранга (вес=2). Остальным показателям, в том же контексте, присваивается важность 2-го ранга (вес=1), что представляется соразмерным.

Показано, что применение для прогноза нефтеносности (для промыслового диагноза) доюрского разреза комплекса показателей, включающего показатели 1-го и 2-го рангов, может обеспечить вероятность правильного прогноза не менее 70 %.

Таким образом, *гипотеза* уникальности «отражения» залежей палеозоя в геофизических и петрофизических параметрах перекрывающего мезозойского разреза, как нового критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей углеводородов, получила фактическое обоснование.

### Список литературы

1. Алеева А. О., Исаев В. И. Сравнительная петрофизическая характеристика разрезов Герасимовского и Крапивинского месторождений (в связи с нефтегазоносностью доюрских отложений) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 9. С. 21–31.

2. Алеева А. О., Исаев В. И., Лобова Г. А. Сравнительная петрофизическая характеристика юрских разрезов Останинского и Двуреченского месторождений (в связи с нефтегазоносностью доюрских отложений Томской области) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 9. С. 49–62.

## НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПРИБРЕЖНО-МОРСКИХ И ДЕЛЬТОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (ОПЫТ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КЕРНА СКВАЖИН, ГИС И СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D)

В. Б. Белозёров<sup>1</sup>, А. В. Бобров<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> *ОАО ТомскНИПИнефть, г.Томск*

<sup>2</sup> *ЦППСНД, ТПУ, г.Томск*

**Аннотация.** В районах с развитой инфраструктурой нефтедобычи, высокой степенью освоения поискового структурного фонда и ограниченным количеством продуктивных пластов актуальным становится вопрос дальнейшего наращивания минерально-сырьевой базы углеводородного сырья в ловушках «неструктурного» типа и эффективной разработки открытых месторождений. Для таких районов свойственна детальная изученность геологического строения продуктивных пластов по данным пробуренных скважин и значительные объемы выполненных сейсморазведочных работ 3D. Полученная при этом геолого-геофизическая информация позволяет определить стратегию сейсмогеологического прогноза нефтеперспективных объектов, связанных с ловушками «неструктурного» типа.

**Ключевые слова:** скважина, керн, фация, сейсморазведка, атрибутивный анализ

## HYDROCARBON POTENTIAL OF SHALLOW MARINE AND DELTAIC DEPOSITS OF THE SOUTH-EAST OF WESTERN SIBERIA (EXPERIENCE OF COMPLEX INTERPRETATION OF WELL CORE, GIS AND 3D SEISMIC SURVEY)

V. B. Belozarov<sup>1</sup>, A. V. Bobrov<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> *OAO TomskNIPIneft, Tomsk*

<sup>2</sup> *Heriot-Watt University Approved Learning Partner, Tomsk*

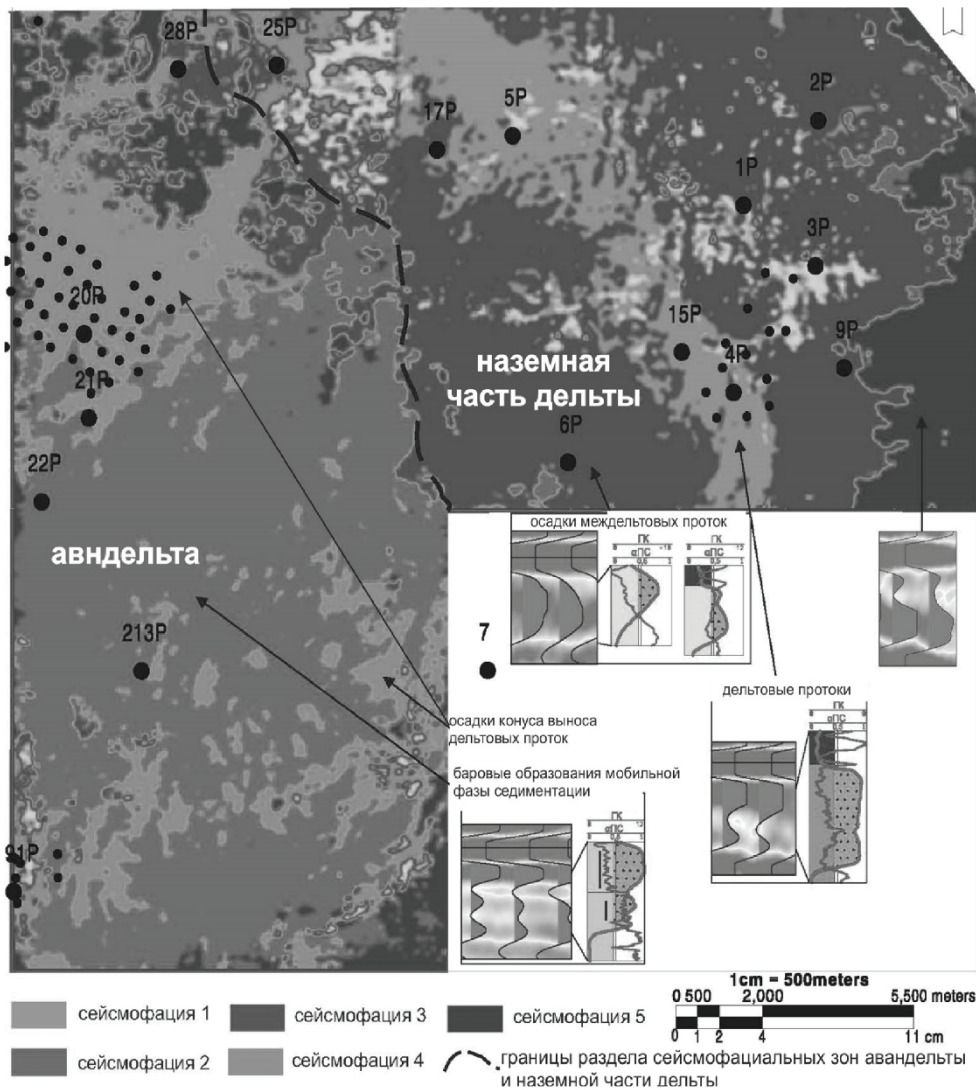
**Abstract.** In areas that have an infrastructure of production of oil, i.e. with a high number of structural fund prospects and a limited number of productive layers, it becomes relevant to continue building up the mineral resource base of raw materials of hydrocarbon traps of the type “non-structural” and to effectively develop the deposits discovered. These areas are characterized by a detailed study of the geological structure of the productive strata according to the data of drilled wells and significant volumes of 3D seismic surveys carried out. The geological and geophysical information obtained in this case makes it possible to determine the seismic-geological forecasting strategy of oil-promising associated with traps of the “non-structural” type.

**Keywords:** well, core, facies, seismic exploration, attribute-based analysis.

Объектом сейсмогеологического изучения явился верхнеюрский прибрежно-морской пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> южной периклинали Каймысовского свода. В соответствии с данными разведочного

и эксплуатационного бурения в пределах рассматриваемой территории пласт представлен отложениями дельтового комплекса [1] осложненного системой второстепенных дельтовых каналов и конусов выноса [2]. Работы по сейсмогеологическому прогнозу песчаных тел по данным 2Д сейсморазведки на рассматриваемой территории проводилась и ранее [3,4], однако результаты 3Д съемки позволили расширить спектр атрибутивного анализа на основе комплексного подхода изучения фактических данных.

Комплексная интерпретация геолого-геофизической информации включала четыре блока. В рамках геологического блока, базирующегося на литолого-петрографических исследованиях керна и данных ГИС по скважинам поискового, разведочного и эксплуатационного фонда, оценивалась общая зональность фациальной неоднородности продуктивного пласта. Петрофизический блок предполагал анализ связи емкостных свойств разнофациальных песчаников со значениями акустического импеданса. Сейсмогеологический блок предусматривал проведение двухмерного сейсмогеологического моделирования с целью определения особенностей проявления продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> в волновом поле, а анализ средних значений длины волны, рассчитанных по частотному спектру сейсмического разреза, позволил оце-



Карта сейсмофациального районирования во временном интервале горизонта Ю1 (окно расчета 20 мс)

нить вероятность выделения песчаных фаций по данным сейсморазведки в зависимости от их толщины.

Сейсмический блок, реализованный на базе объективно-ориентированного атрибутивно-го анализа, включил в себя последовательность выполнения сейсмофациального анализа, изучение мгновенных динамических параметров волнового поля («общая амплитуда» рассчитанная по кубу мгновенных частот, «средняя мгновенная фаза») и спектральную декомпозицию (амплитудные срезы по частотам, результаты RGB смешивания).

Сейсмофациальный анализ (см. рисунок) позволил провести районирований территории на крупные фациальные зоны (континентальная равнина, наземная часть дельты, авандельта), в пределах которых были выявлены тренды развития песчаных тел. Дальнейшими процедурами атрибутивного анализа выявленные тренды песчаников были пространственно уточнены и оценены с позиции качества коллектора.

С учетом структурных построений по кровле пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> выполненных в пределах зоны развития коллектора выделены нефтеперспективные ловушки «неструктурного» типа.

### Список литературы

1. Белозёров В. Б., Белозёров Б. В. Геологические особенности строения коллекторов Крапивинско-Двуреченской зоны нефтегазонакопления / Белозёров В. Б., Белозёров Б. В. // Нефтяное хозяйство. 2011. № 9. С. 66–69.

2. Бобров А. В., Белозёров В. Б. Литолого-фациальная характеристика пласта Ю1/3 в районе южной периклинали Каймысовского свода на основе комплексирования данных сейсморазведки 3D и бурения / Бобров А. В., Белозёров В. Б. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 8. С. 56–61.

3. Конторович В. А., М. В. Соловьев, Л. М. Калинина, А. Ю. Калинин Конторович, В. А. Роль мезозойско-кайнозойской тектоники в формировании залежей углеводородов в южных частях Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины / Конторович В. А., М. В. Соловьев, Л. М. Калинина, А. Ю. // Геология и геофизика. 2011. Т. 52. № 8. С. 1075–1091.

4. Новый тип коллекторов пласта Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> Крапивинского месторождения перспективный объект для поисков высокопродуктивных ловушек в верхнеюрских отложениях Каймысовского свода (Западно-Сибирская НГП). / Славкин В. С., Шик Н. С., Ермолова Т. Е. // Геология нефти и газа. 1995. № 9. С. 21–28.



**ОЦЕНКА НАЧАЛЬНЫХ СУММАРНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ  
СЕВЕРО-ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ  
НА ОСНОВАНИИ ИСТОРИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МЕТОДА \***

**А. А. Дешин**

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

**Аннотация.** Приведены результаты оценки начальных суммарных ресурсов углеводородов северо-востока Западной Сибири на основании историко-геологического метода.

**Ключевые слова:** бассейновое моделирование, количественная оценка, генерация углеводородов, Гыданская НГО.

**ESTIMATION OF THE INITIAL TOTAL HYDROCARBON RESOURCES IN THE  
NORTHEASTERN REGIONS OF WESTERN SIBERIA BASED  
ON THE HISTORICAL-GEOLOGICAL METHOD**

**A. A. Deshin**

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

**Annotation.** The initial total hydrocarbon resources assessment results based on historical-geological method in the northeast part of Western Siberia are represented.

**Key words:** basin modeling, quantitative assessment, hydrocarbons generation, Gydan petroleum region.

Метод историко-геологического или бассейнового моделирования, как элемент прогноза перспектив нефтегазоносности и количественной оценки ресурсов углеводородов (УВ), является важной компонентой планирования современных геологоразведочных работ. В работе представлены результаты использования одного из методических подходов, основанных на бассейновом моделировании, к оценке начальных суммарных ресурсов УВ. Настоящее исследование продолжает серию работ [1, 2, 3, 4, 5], в которых представлены предыдущие этапы и результаты.

Территория исследования включает Гыданскую нефтегазоносную область (НГО), восточную часть Ямальской (рисунок 1) [6], северную часть Надым-Пурской НГО и западную часть Енисей-Хатангского прогиба. В тектоническом плане изучаемый район находится в пределах Южно-Карской мегавпадины и Антипаютинско-Тадобеяхинской мегасинеклизы, разделяет эти структуры Южно-Карская мегаседловина. Разрез осадочного чехла на этой террито-

---

© А. А. Дешин, 2021

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



рии включает триасовые, юрские, меловые и заканчивается четвертичными отложениями. Его толщина в наиболее погруженных частях составляет 7–8 км [7, 8, 9]. Основные нефтегазопроизводящие комплексы представлены баженовским, малышевским, лайдинским, китербютским и левинским горизонтами.

По результатам предыдущих исследований [5] суммарные масштабы генерации всеми нефтегазопроизводящими комплексами в рассматриваемой зоне составили 950 млрд т жидких и 649 трлн м<sup>3</sup> газообразных УВ.

При аккумуляции УВ учитывались только структурные ловушки. Они выделялись на основании структурных построений лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем ИНГГ СО РАН.

Для оценки начальных суммарных ресурсов УВ реконструировался процесс заполнения ловушек с учетом фазового состава УВ. Оценивался объем порового пространства фактических и модельных ловушек в основных резервуарах территории исследования: сеноманском



Рис. 1. Фрагмент карты нефтегазогеологического районирования территории исследования [6]

(рис. 2), апт-альбском, валанжин-аптском и берриас-валанжинском. Объемы углеводородов в модельных залежах близки к фактическому их количеству в реальных залежах (см. рис. 2). Регулируемыми параметрами при восстановлении фазового состава были коэффициент аккумуляции УВ и коэффициент потерь УВ на путях миграции. Фазовый состав залежей восстанавливался таким образом, чтобы соотношение жидких и газообразных УВ соответствовала таковому в балансовых запасах на уже открытых месторождениях. Отметим, что аккумуляция УВ в юрском комплексе не оценивалась в связи со слабой разбуренностью и невозможностью калибровки по величине запасов залежей. Поэтому юрский комплекс рассматривался только, как источник углеводородов. В соответствии с результатами моделирования [5], жидких УВ было сгенерировано больше, однако из-за процессов вторичного крекинга и отсутствия литифицированных флюидоупоров, большая часть жидких УВ либо была потеряна в процессе миграции, либо перешла в газообразное состояние. Если в сеноманском и апт-альбском резервуарах газообразные УВ значительно преобладают над жидкими, то в валанжин-аптском и берриас-валанжинском резервуарах возрастает количество жидких УВ. Дифференциация флюидов в ловушках наблюдается не только в разрезе осадочного чехла, но и по площади территории исследования. На севере и северо-западе сосредоточены преимущественно газовые месторождения, в свою очередь на юге преобладают нефтяные залежи «мессояхской» группы месторождений, а на востоке территории открыты нефтяные залежи на Пайяхской площади.

При оценке начальных суммарных ресурсов в потенциальных залежах учитывались коэффициенты успешности поискового бурения [10], который для сеноманских пластов составляет 0.8, апт-альбских 0.5, валанжин-аптских 0.4 и беррас-валанжинских 0.3. Суммарные

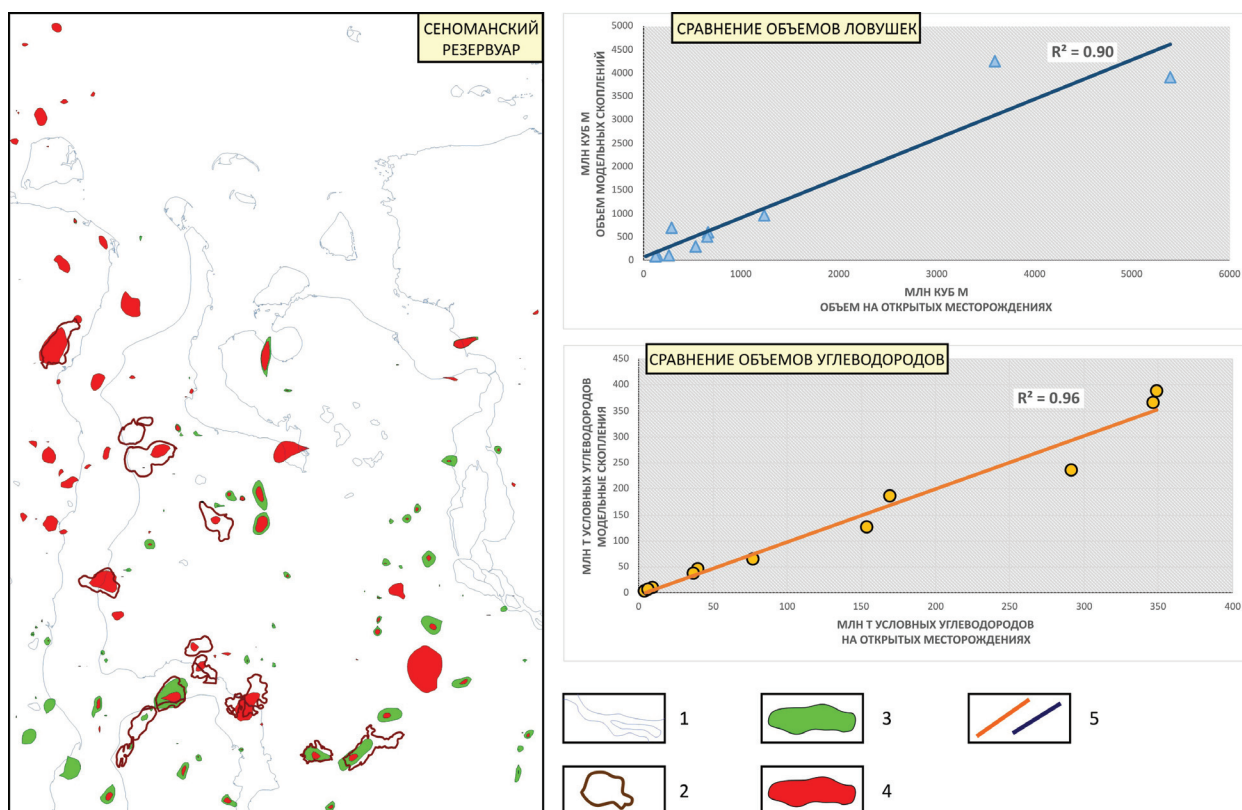


Рис. 2. Схема расположения модельных скоплений и месторождений углеводородов в сеноманском резервуаре: 1 — гидросеть, 2 — контуры месторождений, 3 — контуры модельных залежей жидких углеводородов, 4 — контуры модельных залежей газообразных углеводородов; 5 — регрессионные кривые

объемы аккумулировавшихся газообразных УВ составили 17 трлн. м<sup>3</sup>, жидких — 4.4 млрд. т углеводородов. Это составляет менее 1 % от сгенерированных УВ, что позволяет судить о гигантских потерях в процессе миграции.

Оценка начальных суммарных ресурсов меловых нефтегазоносных комплексов, полученная в результате исследований, немного превышает современные оценки ресурсов, приведенные в работах ряда исследователей [11]. Так, берриас-валанжинский резервуар содержит 0.6 трлн м<sup>3</sup> газообразных и 0.5 млрд т жидких УВ, валанжин-аптский резервуар — 0.9 трлн м<sup>3</sup> газообразных и 0.7 млрд т жидких УВ. Эти резервуары аккумулировали существенную часть жидких, тогда как в вышележащих преобладают газообразные УВ. Апт-альбский резервуар включает 3.8 трлн м<sup>3</sup> газообразных и 0.7 млрд т жидких УВ, сенманский резервуар содержит 12.1 трлн м<sup>3</sup> газообразных и 2.3 млрд т жидких УВ.

Оценка начальных суммарных ресурсов УУВ составила 21.8 млрд т.

### Список литературы

1. Конторович А. Э., Бурштейн Л. М., Малышев Н. А., Сафронов П. И., Гуськов С. А., Ершов С. В., Казаненков В. А., Ким Н. С., Конторович В. А., Костырева Е. А., Меленевский В. Н., Лившиц В. Р., Поляков А. А., Скворцов М. Б. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря // Геология и геофизика. 2013. Т. 54. № 8. С. 1179–1226.
2. Сафронов П. И., Ершов С. В., Ким Н. С., Фомин А. Н. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна. // Геология нефти и газа. 2011. № 5. С. 48–55.
3. Дешин А. А., Сафронов П. И., Бурштейн Л. М. Оценка времени реализации главной фазы нефтеобразования в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2017. № 4. С. 33–44.
4. Дешин А. А., Бурштейн Л. М. Оценка масштабов генерации углеводородов в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2018. Т. 13. № 3. С. 1–17.
5. Дешин А. А. Реконструкция истории формирования месторождений углеводородов в арктической части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2020. Т. 15. № 2. С. 1–21.
6. Конторович А. Э., Сурков В. С. Геология и полезные ископаемые России. Западная Сибирь. ВСЕГЕИ, 2000. 477 с.
7. Бочкарев В. С. Палеозой и триас Западной // Геология и геофизика. 2003. т. 44. № 1-2. С. 120–143.
8. Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К., Сурков В. С., Трофимук А. А., Эрвье Ю. Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
9. Шурыгин Б. Н., Никитенко Б. Л., Девятков В. П., Ильина В. И., Меледина С. В., Гайдебурова Е. А., Дзюба О. С., Казаков А. М., Могучева Н. К. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. В 9-ти кн. Юрская система. Новосибирск: Изд-во СО РАН. Фил. «Гео», 2000. 480 с.
10. Скоробогатов В. А., Соин Д. А. Потенциальные ресурсы углеводородов: методы и практика оценок величины и структуры, достоверность и подтверждаемость при поисково-разведочных работах. М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2018. С. 166.
11. Казаненков В. А., Филимонова И. В., Немов В. Ю. Главные направления и задачи поисков нефти и газа в Западной Сибири на ближайшие десятилетия // Бурение и нефть. 2019. № 10. С. 10–18.

УДК 551.8:551.762.22:553.982(571.122)  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-155-158

**ЗОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ КОЛЛЕКТОРОВ И ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НЕФТИ В КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ, ДЕЛЬТОВЫХ И ПРИБРЕЖНО-МОРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ (НА ПРИМЕРЕ БАЙОС-БАТСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА) \***

**В. А. Казаненков**

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

**Аннотация.** Рассмотрена методика зонального прогноза распространения коллекторов в континентальных, дельтовых, прибрежно-континентальных и прибрежно-морских осадочных комплексах. Методика предусматривает детальное литолого-седиментологическое и петрофизическое исследование керна с целью диагностики в разрезах различных типов фаций и типовых для них фильтрационно-емкостных параметров коллекторов, построение зависимостей «керна-ГИС» с визуализацией интервалов каротажных диаграмм, характерных для отдельных типов фаций, выполнение детальных палеогеографических реконструкций для отдельных пластов, прогноз зон развития улучшенных коллекторов, сформировавшихся в различных палеоландшафтных обстановках. Эффективность применения методики иллюстрируется на примере байос-батских отложений центральных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна.

**Ключевые слова:** Западная Сибирь, средняя юра, байос-бат, палеогеография, прогноз коллекторов, оценка ресурсов.

**RESERVOIR DISTRIBUTION AND PETROLEUM RESOURCES EVALUATION IN THE CONTINENTAL, DELTAIC AND COASTAL-MARINE SEDIMENTS: A CASE STUDY FROM THE BAJOCIAN-BATHONIAN DEPOSITS OF THE WESTERN SIBERIAN CENTRAL PARTS**

**V.A. Kazanenkov**

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

**Annotation.** The methodology of reservoir distribution evaluation in continental, deltaic, coastal-continental and coastal-marine sedimentary complexes is considered. The technique is comprised of the detailed lithological-sedimentological and petrophysical study of the core for the purpose of facies definition and description of their typical reservoir properties; the creation of core-log relationships with the visualization of well logs intervals specific for certain facies; the carrying out of the detailed paleogeographic reconstructions for individual layers; the forecast of distribution areas for reservoirs with improved properties formed in various depositional environments. The effectiveness of the method

---

© В. А. Казаненков, 2021

\* Работа выполнена в рамках проекта ФНИ 0331-2019-0019 «Геология, условия формирования и закономерности размещения залежей углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами в Западно-Сибирском мегабассейне».

Автор благодарен академику А. Э. Конторовичу за постановку задачи и ценные советы.



is illustrated by the example of the Bajocian-Bathonian deposits of the central parts of the West Siberian sedimentary basin.

**Keywords:** Western Siberia, Middle Jurassic, Bajocian, Bathonian, paleogeography, reservoir forecast, resource assessment

В настоящее время важнейшим условием оптимального планирования поисково-разведочных работ на нефть и газ наряду со структурным фактором является прогноз распространения тел пород-коллекторов, который осуществляется на основе детальных палеогеографических реконструкций.

Впервые на большое значение палеогеографических реконструкций при поисках и оконтуривании залежей нефти указал И. М. Губкин [1]. На основе детального изучения строения разрезов скважин и структурных построений он выявил закономерности распространения коллекторов майкопской свиты Нефтяно-Ширвандского месторождения нефти. Это позволило ему сделать вывод о формировании песчаных тел, слагающих нефтенасыщенный коллектор, в русловых обстановках [1].

Из практики нефтегазопроисковых работ известно, что в терригенном разрезе осадочных бассейнов нефтегазоносные пласты гранулярных коллекторов высокого качества сложены песчаными отложениями, которые сформировались в определенном наборе фаций.

На примере байос-батских отложений центральных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна установлено, что в континентальной группе фаций лучшими коллекторами являются отложения, накопление которых проходило в русловых обстановках меандровой косы и русловой отмели. Несколько худшие коллекторские свойства в этой группе фаций имеют отложения, сформировавшиеся в обстановках прируслового вала, трещинного конуса выноса на пойме и в прибрежной части озер. В дельтовом комплексе эффективные коллекторы установлены в отложениях дельтовых рукавов и приустьевых баров, в прибрежно-континентальном — береговых валов прибрежной равнины и барьерных баров лагунного побережья. Из прибрежно-морских обстановок наилучшими коллекторскими свойствами обладают песчаные образования подводных валов и отмелей [2, 3].

Основанием для такого заключения послужили результаты детального литолого-сидиментологического и петрофизического исследования керна продуктивных пластов с целью диагностики в разрезах различных типов фаций и типовых для них фильтрационно-емкостных параметров коллекторов.

Детальные палеогеографические реконструкции для отдельных пластов и горизонтов базировались на результатах литолого-сидиментологических исследований керна и полученных зависимостей «керна-ГИС» с визуализацией интервалов каротажных диаграмм, характерных для отдельных типов фаций. Это позволило существенно увеличить объем информации (количество и плотность наблюдений) при построении палеогеографических карт [2, 4, 5, 6]. При палеогеографических реконструкциях для сгущения сети наблюдений при отсутствии керна рекомендуется использовать динамические характеристики волнового поля по результатам сейсморазведки 2D и 3D.

Из изложенного следует возможность прогнозирования коллекторского потенциала исследуемых отложений в пределах слабоизученных территорий на основе закономерностей распространения определенных типов коллекторов, сформировавшихся в различных палеофациальных зонах.

В областях, занятых континентальными отложениями по результатам детальных палеогеографических реконструкций необходимо выделять зоны развития долин палеорек, а затем в пределах этих зон отображать палеоруслу. В контурах надводной части дельтовых равнин прогноз распространения высокоемких коллекторов осуществляется по результатам картиро-

вания рукавообразных зон дельтовых рукавов, а в подводной части — линейно вытянутых вдоль морских окраин дельт зон приустьевых баров. В контурах прибрежно-континентального комплекса наиболее значимым является отображение зон развития береговых барьерных баров (часто с площадным распространением песчано-алевритовых тел различной толщины) и зон береговых валов, расположенных между маршевыми болотами прибрежных равнин и лагунами. В области морского осадконакопления при прогнозе зон распространения коллекторов первостепенное значение имеет выделение участков с развитием подводных валов.

В конечном итоге прогноз зон развития улучшенных коллекторов, сформировавшихся в различных палеоландшафтных обстановках осуществляется через дифференциацию территории на зоны, благоприятные для обнаружения эффективных коллекторов. При этом наличие детальных палеогеографических карт по отдельным пластам позволяет графически отобразить локализацию зон с эффективными коллекторами не только на площади, а и в разрезе.

Составленная карта прогноза развития потенциальных коллекторов в комплексе с выполненными структурными построениями и результатами испытания скважин является основой для оценки локализованных ресурсов нефти и проектирования поисково-разведочных работ. На основе таких карт в центральных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна в пласте Ю<sub>2</sub> было выделено 54 перспективных объекта, суммарные геологические ресурсы D<sub>л</sub> составили 570-580 млн. т., извлекаемые — 100–105 млн т.

Поисковые работы, выполненные нефтяными компаниями на ряде выделенных объектов, в 2010-2019 гг. привели к открытию новых залежей нефти с суммарными извлекаемыми запасами категорий A+V<sub>1</sub>+V<sub>2</sub> 59,4 млн. т. Эффективность использованного методического подхода при зональном прогнозе распространения пород-коллекторов в отложениях батского яруса подтверждается фактами открытия новых залежей нефти в полифациальном комплексе отложений пласта Ю<sub>2</sub> на Айском (2009 г.), Атайском (2010 г.), Западно-Икилорском (2016 г.), Малоключевом (2014 г.), Северо-Покачевском (2007 г.), Северо-Покамасовском (2018 г.) и других месторождениях центральных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Полученные результаты подтверждают значение разработанного и апробированного методического подхода при прогнозе нефтегазоносности континентальных, дельтовых и прибрежно-морских отложений тюменской свиты.

### Список литературы

1. Губкин И. М. К вопросу о геологическом строении средней части Нефтяно-Ширванского месторождения нефти / И. М. Губкин // Труды Геологического комитета. Новая серия. Выпуск 88. Санкт-Петербург, 1913. 95 с.
2. Конторович А. Э. Седиментогенез коллекторов среднего-верхнего бата и их нефтеносность в Широтном Приобье / А. Э. Конторович, Л. Г. Вакуленко, В. А. Казаненков, А. Ю. Попов, Л. С. Саенко, П. А. Ян // Геология и геофизика. 2010. Т. 51. № 2. С. 187–200.
3. Вакуленко Л. Г. Связь фильтрационно-емкостных свойств алеврито-песчаных пород с обстановками их формирования (на примере горизонта Ю<sub>2</sub> Юганского Приобья) / Л. Г. Вакуленко, В. А. Миткарев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. №1. С. 12–18.
4. Попов А. Ю. Палеогеографические реконструкции для северо-восточной части Широтного Приобья на время формирования нефтегазоносного горизонта Ю<sub>2</sub> / А. Ю. Попов, Л. Г. Вакуленко, В. А. Казаненков, П. А. Ян // Геология и геофизика. 2014. Т. 55, № 5-6. С. 777–786.



5. Казаненков В. А. Палеогеографический контроль нефтеносности малышевского горизонта группы Тайлаковских месторождений (Западная Сибирь) / В. А. Казаненков, П. А. Ян, Л. Г. Вакуленко, А. Ю. Попов // Геология нефти и газа. 2019. № 3. С. 115–126.

6. Казаненков В. А. Аллювиальные палеосистемы малышевского горизонта южных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна определяющий фактор распространения коллекторов с залежами нефти «шнуркового» типа / В. А. Казаненков // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2019. № 4. С. 59–66.

## ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ПРОГРАММА РЕГИОНАЛЬНЫХ РАБОТ НА ТЕРРИТОРИИ СЕВЕРО-ТУНГУССКОЙ НГО

А. Э. Конторович, А. М. Фомин, И. А. Губин, Л. М. Бурштейн

*ИНГГ СО РАН, Новосибирск*

**Аннотация.** На основе обширного фактического материала по геологии и нефтегазоносности территории Северо-Тунгусской нефтегазоносной области и прилегающих территорий дан прогноз перспектив нефтегазоносности клиноформных отложений нижнего и среднего кембрия. Оценены извлекаемые ресурсы УВ, которые для нефти равны 10,6 млрд т, для свободного газа — 11,4 трлн м<sup>3</sup>. Показаны геологические риски при освоении региона недропользователями. Предложена программа региональных геологоразведочных работ с отработкой 9030 км геофизических профилей и бурением 6 параметрических скважин общим объемом 34 650 м.

**Ключевые слова:** Северо-Тунгусская НГО, перспективы, нефтегазоносность

## PROSPECTS FOR OIL AND GAS CONTENT AND THE PROGRAM OF REGIONAL WORKS ON THE TERRITORY OF THE NORTH-TUNGUSKA OIL AND GAS FIELD

A. E. Kontorovich, A. M. Fomin, I. A. Gubin, L. M. Burshtein

*INGG SB RAS Novosibirsk*

**Annotation.** Based on extensive factual material on the geology and oil and gas potential of the territory of the North Tunguska oil and gas region and adjacent territories, a forecast of the oil and gas potential of clinoform deposits of the Lower and Middle Cambrian is given. The recoverable hydrocarbon resources have been estimated, which for oil are equal to 10.6 billion tons, for free gas — 11.4 trillion m<sup>3</sup>. Risks in the development of the region by subsoil users are shown. A program of regional works was proposed, with the placement of 9030 km of design seismic lines and the drilling of 6 parametric wells with a total volume of 34 650 m.

**Key words:** North-Tunguska OGO, prospects, oil and gas potential.

Исследованиями ВНИГРИ, ГИН АН СССР, ИГГ АН СССР, ныне ИНГГ СО РАН, СНИ-ИГГИМСа, ИПНГ СО РАН, которые проводились с конца пятидесятих годов XX века было показано, что куонамский комплекс отложений (куонамская, иниканская, синская и др. свиты) нижнего и среднего кембрия являлся главным источником кембрийской нефти на Сибирской платформе [1, и др.]. В качестве наиболее перспективных объектов на территории Северо-Тунгусской НГО наиболее часто рассматривают рифовые массивы кембрия, образования майско-го клиноформного комплекса, отложения ордовика и силура. Далее приведены геологические основания высокой оценки перспектив нефтегазоносности этого региона и риски, связанные с такой оценкой.

На Сибирской платформе толщей, уникально обогащенной органическим веществом морского генезиса (бактерии, планктон), является куонамская свита. В ходе геологической истории она погрузилась на глубины, при которых температура и давление были достаточны для генерации нефти органическим веществом. На севере Красноярского края современные глубины залегания этой толщи превышают на отдельных участках 5-7 км. Следующим необходимым условием нефтегазоносности является наличие в осадочном разрезе над и под нефтепроизводящей толщей резервуаров нефти и газа — пород с повышенной пористостью и непроницаемых пород над ними.

Северо-Тунгусская область характеризуется сложными природно-климатическими условиями, в силу которых геофизические работы и глубокое бурение практически не проводились. Проведенные в последние годы сейсморазведочные работы подтвердили широкое распространение в Северо-Тунгусской области куонамской свиты и наличие над ней крупных резервуаров с возрастом от 505 до 420 млн лет. Региональным флюидоупором для них могут служить глинисто-сульфатно-карбонатные образования верхоленской серии верхнего кембрия. По строению эти разрезы очень похожи на западно-сибирские, но они образованы не терригенными породами (песчаники и глины), а карбонатами. Отличие от значительно более молодых западно-сибирских морей состоит в том, что в морях того времени широко встречались отдельные рифовые постройки (рис. 1).

Сочетание трех этих благоприятных факторов нефтеносности (нефтепроизводящие породы, зрелость органического вещества и наличие резервуаров) позволяет высоко оценивать перспективы нефтеносности Северо-Тунгусской НГО и выбрать для ее оценки в качестве эталона аналогичный по строению клиноформный берриас-нижнеаптский комплекс Западно-Сибирского бассейна, залегающий на обладающей уникальным нефтегенерационным потенциалом баженовской свите [2, 3].

Однако, в раннетриасовое время под современной северо-западной частью Азиатского континента к поверхности земли поднялись огромные массы магмы, часть из которой попала

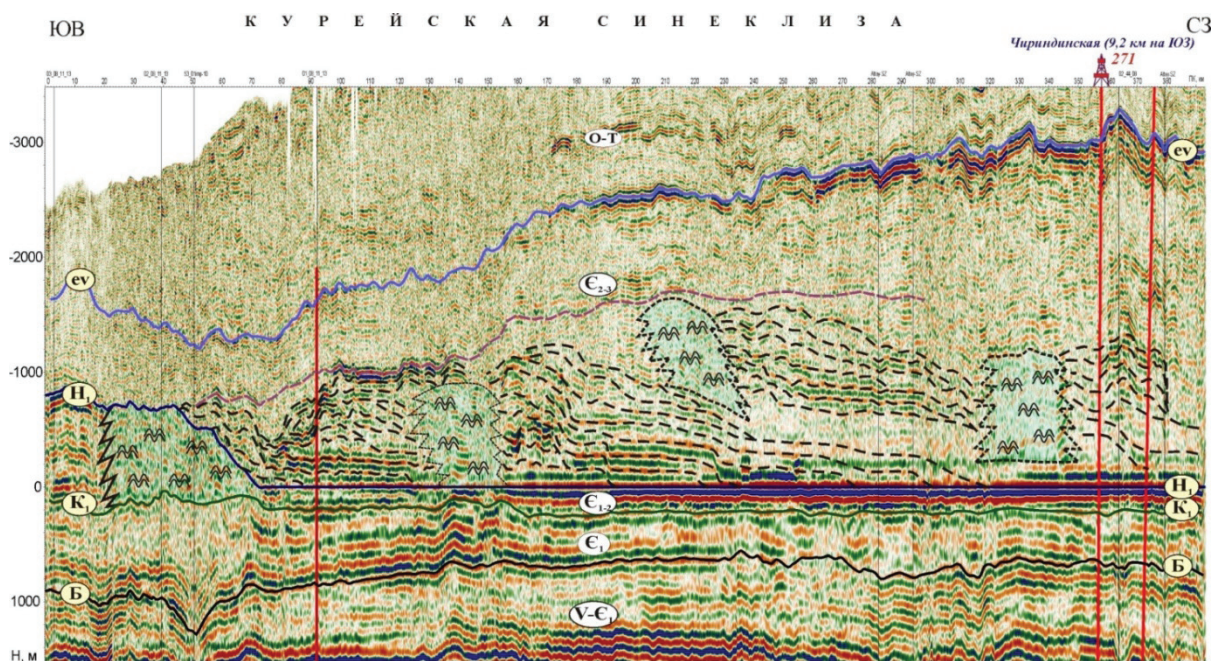


Рис. 1. Глубинный палеоразрез по расщелине к профилю «Алтай-Северная Земля», выровненный на кровлю куонамской свиты



в проницаемые пласты и создала магматические тела (силлы) среди осадочных пород. В таких зонах осадочные породы могли нагреться до 1000-1200 °С. Под воздействием таких температур залежи углеводородов должны были быть уничтожены.

Кроме низкой степени изученности и траппов, следующие обстоятельства будут порождать риски при освоении этих районов недропользователями: 1 — прогнозируемый высокий уровень катагенеза нефтегазопроизводящих и нефтегазосодержащих пород кембрия; 2 — возможность диссипации залежей при мезозойско-кайнозойском воздымании территории.

Исходя из благоприятных факторов и рисков, описанных выше, специалисты ИНГГ СО РАН оценили ресурсы нефти и газа на территории Северо-Тунгусской. Согласно оценкам, выполненным в ИНГГ СО РАН в 2015 году извлекаемые ресурсы нефти в Северо-Тунгусской НГО равны 10,6 млрд т, свободного газа — 11,4 трлн м<sup>3</sup>.

Если этот прогноз окажется верен и риски учтены правильно, то в Северо-Тунгусской нефтегазоносной области имеются очень высокие перспективы на открытие уникальных и крупных месторождений.

Для верификации предложенной гипотезы ИНГГ СО РАН разработана программа региональных геофизических работ и параметрического бурения (проект «Эвенкия»), которая позволит снять главные риски и уточнить (либо отвергнуть) сделанный прогноз. Всего предлагается отработать 36 комплексных геофизических профилей общей протяженностью 9030 км (сейсморазведка МОГТ, электроразведка, геохимическое опробование) и пробурить 6 параметрических скважин глубиной от 4600 до 7950 м с общим объемом 34 650 м (рис. 2).

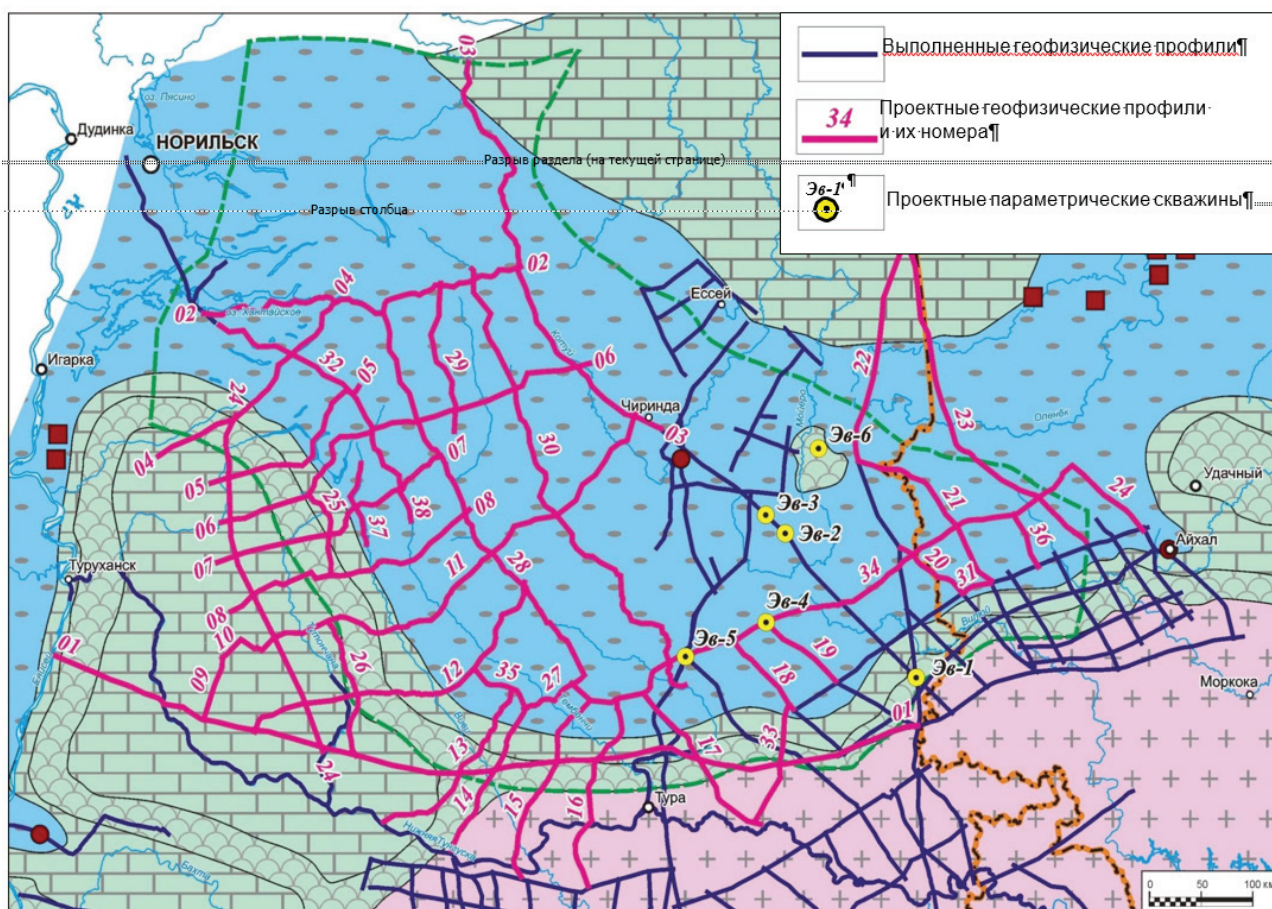


Рис. 2. Программа региональных геолого-геофизических работ на нефть и газ в Северо-Тунгусской НГО (проект «Эвенкия»): 1 — обнажения коунамской свиты (■); 2 — скважины, вскрывшие коунамскую свиту (●)

### Список литературы

1. Филипцов Ю. А. Нижне-среднекембрийский рифогенный барьер на севере Сибирской платформы объект первоочередных нефтегазопроисследовательских работ / Ю. А. Филипцов, Н. В. Мельников, А. С. Ефимов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2014. № 2(18). С. 25–35.
2. Губин И. А. Выделение очагов генерации углеводородов в куонамской свите в Северо-Тунгусской НГО с использованием сейсмических данных / И. А. Губин, А. Э. Конторович, С. А. Моисеев, А. М. Фомин, Е. С. Ярославцева // Интерэкспо ГЕО-Сибирь: XIV Международный научный конгресс (г. Новосибирск, 23-27 апреля 2018 г.). 2018. Т. 2. С. 47–55.
3. Ярославцева Е. С., Бурштейн Л. М. История генерации углеводородов в куонамском комплексе Северо-Тунгусской НГО // Полярная механика: V Всероссийская конференция с международным участием (г. Новосибирск, 9-11 октября 2018): Тезисы докладов. 2018. С. 160–161.



## ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ И МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВИЛЮЙСКОЙ ГЕМИСИНЕКЛИЗЫ \*

А. Ю. Космачева, М. О. Федорович

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

**Аннотация.** Выполнено моделирование нефтегазоносных систем Вилюйской гемисинеклизы, в административном отношении расположенной на территории Республики Саха (Якутия). Описана история тектонического развития территории исследования в мезозойское время, катагенетическая история отложений нефтегазоматеринской толщи перми, выделены перспективные для скопления углеводородов области в отложениях верхней перми, нижнего триаса и нижней юры.

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

## HYDROCARBON PROSPECTS OF THE UPPER PALEOZOIC AND MESOZOIC SEDIMENTS IN THE VILUI HEMISYNECLISE

A. Yu. Kosmacheva, M. O. Fedorovich

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

**Abstract.** The paper is aimed at the basin and petroleum systems modeling in the Vilyui hemisyneclise located in the Republic of Sakha (Yakutia). The study identifies the history of tectonic development of the territory in the Mesozoic, maturity history of the Permian source rock, areas of prospective hydrocarbon deposits in the Upper Permian, Lower Triassic, and Lower Jurassic rocks.

**Key words:** Vilyui hemisyneclise, petroleum system modeling, basin modeling, maturity history, source rock

Вилюйская гемисинеклиза, в административном отношении расположенная на территории Республики Саха (Якутия), является одной из наиболее изученных областей, главным образом за счет обширной информации по отложениям мезозоя и верхнего палеозоя, которая была получена за многие годы геологоразведочных работ [1].

В тектоническом плане Вилюйская гемисинеклиза на севере граничит с Анабарской антеклизой, на северо-западе — с Сюгджерской седловиной, на юге — с Алданской антеклизой, на востоке сливается с Предверхоянским краевым прогибом. Фундамент гемисинеклизы представлен отложениями раннего архея, осадочный чехол — образованиями рифея, венда, палеозоя и мезозоя. Мощность чехла в наиболее прогнутых частях достигает 14 км и более, а по периферии может уменьшаться до 3 км [2-4].

---

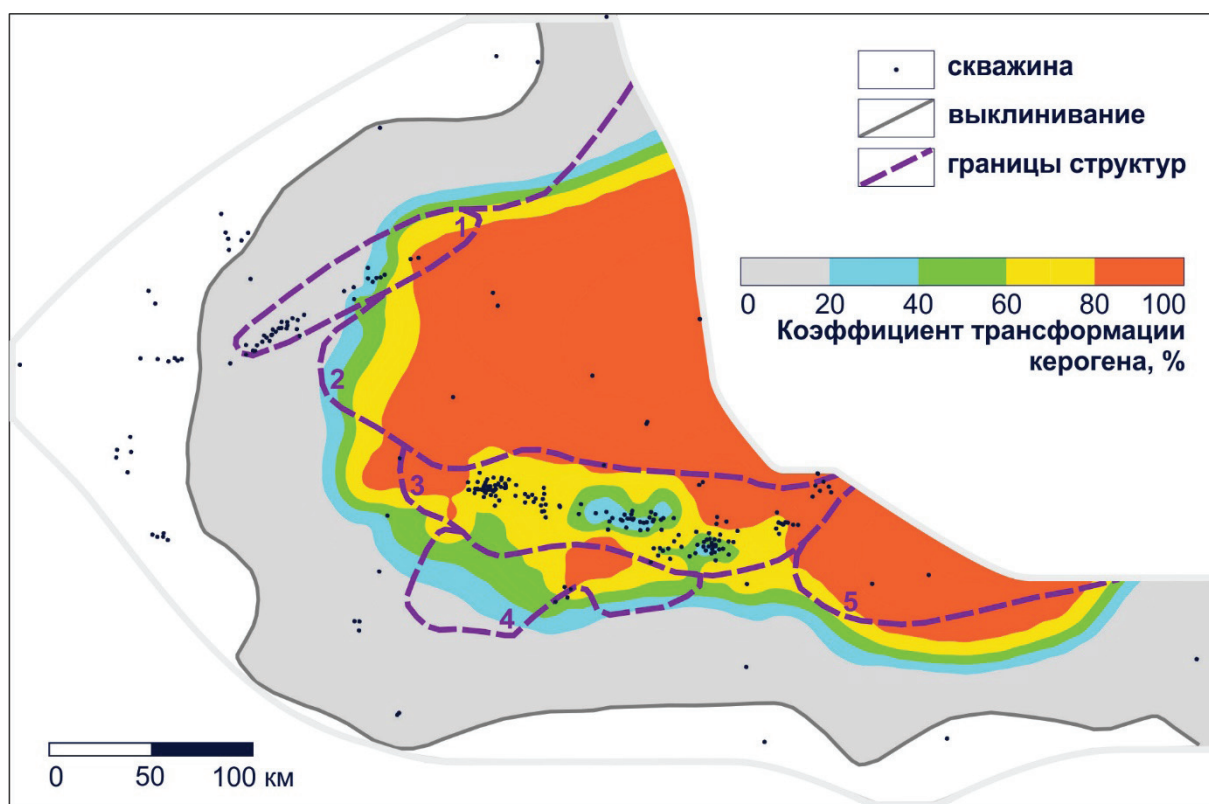
© А. Ю. Космачева, М. О. Федорович, 2021

\* Авторы выражают благодарность д-ру геол.-минерал. наук А. Н. Фомину за предоставленную возможность использовать геохимические данные.

Согласно нефтегазогеологическому районированию Сибирской платформы территория исследования приурочена к Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинции (НГП) [5]. Большинство открытых газовых и газоконденсатных месторождений расположены в центральной части НГП и приурочены к терригенным отложениям позднепермского, раннетриасового и раннеюрского возраста [1, 2, 4]. Несмотря на достаточно высокую степень геолого-геофизической изученности, к настоящему времени намечены только некоторые закономерности и особенности формирования и размещения залежей углеводородов (УВ) в указанных стратиграфических комплексах. Положение выявленных газоконденсатных залежей контролируется в разрезе следующими глинистыми толщами — неджелинской и мономской свитами нижнего триаса, а также сунтарской свитой нижней юры. Данные глинистые флюидоупоры выклиниваются в бортовых частях Вилуйской гемисинеклизы [1].

Газообразные УВ залежей верхнего палеозоя и мезозоя имеют метановый состав. Нефтепроявления Лено-Вилуйской НГП концентрируются в виде незначительных по толщине нефтяных оторочек. Состав нефтяных оторочек указывает на их единый источник и генетическую связь с органическим веществом (ОВ) высшей наземной растительности. Основным генератором УВ в образованиях верхнего палеозоя и мезозоя на территории Вилуйской гемисинеклизы является угленосная толща нижней перми, обогащенная гумусовым ОВ [2, 6].

История тектонического развития Вилуйской гемисинеклизы свидетельствует о том, что в триасовое и юрское время тектонические элементы, такие как Линденская впадина, Логлорский вал, Хапчагайский мегавал, Тангнарынская и Лунгхинско-Келинская впадины, еще не образовались. Главный этап формирования структур современного плана связан с меловым временем, чему способствовала тектоническая активизация.



Карта современной катагенетической трансформации керогена ОВ в кровле НГМ толщи перми:  
1 — Логлорский вал, 2 — Линденская впадина, 3 — Хапчагайский мегавал, 4 — Тангнарынская впадина, 5 — Лунгхинско-Келинская впадина

Согласно результатам моделирования нефтегазоносных систем Вилюйской гемисинеклизы погружение НГМ отложений нижней перми в главную зону нефтеобразования (ГЗН) и главную зону газообразования (ГЗГ) происходило поэтапно разными частями. Подошва угленосной толщи перми центральной зоной вошла в ГЗН 270 млн лет назад, в ГЗГ — 259 млн лет назад. В кровле НГМ отложений 248 млн лет назад на конец формирования неджелинского и мономского флюидоупоров процессы интенсивного нефгазообразования протекали преимущественно на всей территории исследования. В настоящее время ОВ угленосной толщи нижней перми обладает нефтегазогенерационным потенциалом в кровле, а именно, генерация УВ происходит в районе Логлорского вала, Хапчагайского мегавала и Тангнарынской впадины (см. рисунок).

Прогнозные карты нефтегазоносности продуктивных отложений были построены для верхнепермского (тарагайский резервуар и неджелинский флюидоупор), нижнетриасового (тагаджинский резервуар и мономский флюидоупор) и нижнеюрского (кызылсырский резервуар и сунтарский флюидоупор) нефтегазоносных комплексов. При построении данных карт учитывались структурные основы, мощности резервуаров и покрышек, распределение плотностей генерации УВ, современная катагенетическая преобразованность ОВ, результаты испытаний скважин, описание керна и др. В зависимости от комбинации этих параметров, территория Вилюйской гемисинеклизы была поделена на зоны различной перспективности.

### Список литературы

1. Ситников В.С. Новейший прогноз и актуализация освоения нефтегазовых объектов Вилюйской синеклизы [Электронный ресурс] / В.С. Ситников, Н.Н. Алексеев, К.А. Павлова, А.В. Погодаев, М.И. Слепцова // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. 2017. Т.12. № 1. 20 с. Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/6/9\\_2017.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/9_2017.pdf)
2. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Лено-Вилюйский бассейн / под ред. А.Э. Конторовича. Новосибирск: СО РАН, 1994. 107 с.
3. Фролов С.В., Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Вилюйского нефтегазоносного бассейна / С.В. Фролов, Е.Е. Карнюшина, Н.И. Коробова, Е.А. Бакай, Н.С. Курдина, О.В. Крылов, А.А. Тарасенко // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 2. С. 13–30.
4. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука М.: Недра, 1981. 552 с.
5. Конторович А.Э., Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия) / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.И. Вальчак, И.А. Губин, А.О. Гордеева, Е.Н. Кузнецова, В.А. Конторович, С.А. Моисеев, М.Ю. Скузоватов, А.М. Фомин // Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология: Сб. материалов Междунар. науч. конф. Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017 (Новосибирск, 17-21 апр. 2017 г.). Новосибирск: СГУГиТ, 2017. Т. 1. С. 57–64.
6. Каширцев В.А. Геохимия нефтей востока Сибирской платформы / В.А. Каширцев, А.Ф. Сафронов, А.Н. Изосимова, О.Н. Чалая, И.Н. Зуева, Г.С. Трущелева, С.Х. Лифшиц, О.С. Карелина. Якутск: ЯНЦ СО РАН, 2009. 180 с.

## **ВЫЯВЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА ТЕРРИТОРИИ ЯНАО С ПРИМЕНЕНИЕМ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ**

**М. И. Кузнецова**

*ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень*

**Аннотация.** В пределах ЯНАО было проанализировано 6 критериев нефтегазоносности баженовской свиты. По результатам исследований было выделено 10 перспективных участков в центральной и южной частях изучаемой территории.

**Ключевые слова:** баженовская свита, нефтегазоносность, ЯНАО.

## **IDENTIFICATION OF PROSPECTS IN THE BAZHENOV FM IN YANAR USING GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL CRITERIA**

**M. Kuznetsova**

*LLC «Gazprom VNIIGAZ», Tyumen*

**Abstract.** Within the YANAR 6 geological and geophysical criteria were analyzed. These factors were applied for identification of 10 prospects in the Bazhenov Fm within the studied area.

**Key words:** Bazhenov Formation, oil and gas productivity, YaNAO.

В настоящее время баженовская свита оценивается многими исследователями как источник огромных запасов углеводородов, особенно на фоне значительного истощения минерально-сырьевой базы залежей других стратиграфических уровней. В связи с этим, одной из первоочередных задач является прогноз перспективных участков этих отложений. Однако, на данный момент это является достаточно непростой задачей по нескольким причинам. Во-первых, это АВПД, которые значительно усложняют процесс испытания интервалов. Во-вторых, породы свиты являются достаточно хрупкими для их полноценного извлечения, что создает проблемы при изучении кернового материала. В-третьих, отложения обладают высокой литологической изменчивостью как по площади, так и по разрезу. Последние 2 фактора затрудняют определение эффективных толщин свиты. Таким образом, учитывая вышеперечисленные факторы, затрудняющие освоение баженовской свиты, возникает необходимость комплексного применения ряда геолого-геофизических критериев, прямо или косвенно указывающих на присутствие продуктивных интервалов этих отложений в различных районах Западной Сибири.

Целью данной работы является оконтуривание перспективных зон нефтегазоносности баженовской свиты. Для этого в настоящей работе были использованы критерии, предложенные рядом авторов в 80-е годы прошлого столетия [1], [2]. Они включают в себя величины мощностей флюидопоров, перекрывающих и подстилающих баженовскую свиту, показатели пластовых темпе-

ратур и давлений. Значения эффективных толщин, а также результаты испытаний скважин были предложены в качестве критериев нефтегазоносности свиты непосредственно авторами настоящей работы. В ходе работы были использованы данные ООО «СибНАЦ» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Для выбранных критериев установлены следующие граничные значения:

- толщина перекрывающих пород (подачимовской пачки) свыше 7 м;
- толщины подстилающих пород (абалакской и георгиевской свит) свыше 20 м и свыше 3 м соответственно;
- пластовая температура не ниже 89 °С;
- пластовое давление не ниже 30 МПа;
- величины эффективных толщин от 2 м (при этом для пород характерны дополнительные граничные значения: карбонатность от 0.6 %, коэффициент пористости по керосину от 2.3 %, коэффициент проницаемости от 0.01 мД).

При оконтуривании перспективных участков баженовской свиты учитывались также локализации зон с аномальными разрезами, которые также обладают большим нефтегазоносным потенциалом [3]. Зоны с аномальными разрезами были выявлены по результатам исследований скважин (ГИС, керн) и приурочены к Пякутинской, Малопякутинской, Восточно-Соимлорской, Тагринской, Еты-Пуровской, Тарасовской, Южно-Тарасовской, Центрально-Пурпейской, Губкинской и Северо-Губкинской площадям.

В ходе исследования были построены карты распределения каждого из рассматриваемых параметров в пределах ЯНАО.

Согласно картам толщин абалакской свиты, тенденция к увеличению общих толщин подстилающих пород прослеживается по направлению с юга на север. В южной и центральных частях ЯНАО толщина свиты на обширных участках составляет менее 30 м, в то время как в крайних северных частях ЯНАО мощность этих отложений достигает более 170 м. Толщины георгиевской свиты изменяются по направлению с юга на северо-восток и на большей части территории распространения составляют более 3 м, достигая толщин более 50 м на востоке. Наибольшие толщины подстилающих пород отмечаются на Ярудейском, Уренгойском (свыше 90 м), Харасавэйском (свыше 170 м) месторождениях. Эти толщины представлены породами абалакской свиты.

Присутствие подачимовской пачки отмечается практически на всей территории ЯНАО, за исключением западной, крайней северной и юго-восточной частей. Граничные значения этих перекрывающих пород, удовлетворяющие условиям сохранности залежей в баженовской свите (толщина более 7 м), имеют неравномерное распространение. Наименьшие толщины подачимовской пачки приурочены к южным (район Луцехского, Средненадымского, Пякутинского, Восточно-Пякутинского и Северо-Соимлорского, месторождений), центральным (район Самбургского, частично Уренгойского, Юбилейного, Северо-Губкинского, Восточно-Таркосалинского месторождений) и северным (район Бованенковского, Западно-Тамбейского и Салмановского месторождений) участкам.

Согласно карте давлений, практически на всей территории ЯНАО отмечается присутствие АВПД. Минимальные градиенты давлений (1.1 МПа и менее) приурочены к 44 площадям, среди которых Арктическое, Новопортовское, Медвежье, Ярудейское, Ямсовейское, Пальниковское, Пякутинское Ярайнерское, Губкинского, Западно-Харампурское месторождения. Максимальные их значения (1.9 МПа и более) приурочены к 24 площадям, среди которых Ямбургское НГКМ, Юрхаровское, Северо-Уренгойское, Песцовое, Ен-Яхинское, Уренгойское.

Карта температур указывает на повсеместное распространение температур свыше 89 °С на всей территории присутствия баженовской свиты в пределах ЯНАО.

Граничные значения эффективных толщин в данной работе определялись в соответствии с ФЕС продуктивных интервалов. Они охарактеризованы следующими параметрами: карбонатностью от 0.6 %, коэффициентом пористости по керосину от 2.3 %, коэффициентом про-



нищаемости от 0.01 мД. При этом также выявлено, что минимальные мощности интервалов с такими ФЕС составляют от 2 м. Построенная карта эффективных толщин показывает, что наиболее высокие значения (свыше 15 м) этого параметра приурочены к южным и центральным частям ЯНАО. Высокие эффективные толщины отмечаются в районах Лензитского (более 20 м), Медвежьего (более 18 м), Пальниковского (более 25 м), Сугмутского (более 20 м), Вынгайхинского (более 25 м), Вынгапуровского (более 18 м), Западно-Таркосалинского (более 16 м) месторождений.

По результатам испытаний скважин видно, что притоки продукта получены в основном из отложений южной части ЯНАО, где начальное содержание Сорг и битуминозность отложений свиты наиболее высокая [4]. Дебиты нефти составили до 60 м<sup>3</sup>/сут. Продукт получен на 43 площадях, из них на 16 — непосредственно из интервалов баженовской свиты (Восточно-Медвежья, Западно-Медвежья, Уренгойская, Южно-Таркосалинская и др.) и на 27 — при совместных испытаниях (Медвежья, Новопортовская, Сандибинская, Уренгойская, Южно-Ярайнерская и др.).

В результате сопоставления вышеперечисленных показателей нефтеносности, и комплексирования данных, а также анализа различных литературных источников, по баженовской свите в пределах ЯНАО всего было оконтурено 10 перспективных участков: объект № 1 в районе Новопортовского НГКМ, Парусового НГМ и Ямбургского НГКМ; объект № 2 в районе Северо-Уренгойского и Ен-Яхинского НГКМ; объект № 3 в районе Заполярного НГКМ, Северо-Пуровского ГКМ и Яро-Яхинского НГКМ; объект № 4 в районе Северо-Юбилейного и Уренгойского НГКМ; объект № 5 в районе Медвежьего НГКМ, Ярудейского НГКМ, Пальниковского НМ и Ямсовейского НГКМ; объект № 6 в районе Западно-Таркосалинского, НГКМ Комсомольского НГКМ, Усть-Харампурского НМ и Вынгайхинского ГНМ; объект № 7 в районе Сугмутского, Малоперевального и Соимлорского НМ; объект № 8 в районе Караморского и Южно-Ноябрьского НМ; объект № 9 в районе Вынгапуровского НГКМ, Южно-Ярайнерского НМ и Ярайнерского ГНМ; объект № 10 в районе Тагринского НГКМ, Бахиловского НГКМ и Стахановского НМ.

Таким образом, перспективные объекты оконтурены в южной и центральной частях ЯНАО. Объекты 6,7,8,9,10 включают в себя аномальные участки баженовской свиты. Основным фактором такого расположения перспективных участков предположительно является высокое содержание Сорг и благоприятные термобарические условия, достаточные для начала генерации УВ в прошлом. Кроме того, литологический состав пород баженовской свиты также сыграл немаловажную роль в становлении нефтегазоносности баженовской свиты в пределах изучаемой территории. Однако, ввиду слабой изученности кернового материала баженовской свиты в пределах ЯНАО, данный вопрос требует более детального рассмотрения.

### Список литературы

1. Дорофеева Т. В., Краснов С. Г., Лебедев Б. А. и др. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири. Л.: Недра, 1983, с. 132.
2. Хабаров В. В., Анпеневич С. В., Басин Я. Н. и др. Повышение эффективности комплекса ГИС при изучении пород баженовской свиты // Труды ЗапСибНИГНИ. г. Тюмень, 1985, №193. С. 66–71.
3. Буторин А. В., Жигульский С. В., Асмандияров Р. Н., Онегов А. В. Ресурсный потенциал «аномального» разреза баженовской свиты в Ноябрьском регионе // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2017. №2(4). С. 12–18.
4. Kontorovich A. E., Ponomareva E. V., Burshtein L. M., Glinskikh V. N., Kim N. S., Kostyreva E. A., Pavlova M. A., Rodchenko A. P., Yan P. A. Distribution in rocks of the Bazhenov horizon (West Siberia) // Russian Geology and Geophysics. 2018. № 59 P. 285–298.

## ТРЕХМЕРНАЯ МОДЕЛЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ЗОНЕ СОЧЛЕНЕНИЯ МАНСИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ И КРАСНОЛЕНИНСКОЙ МЕГАМОНОКЛИЗЫ

**В. В. Лапковский, Е. В. Пономарева**

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука  
Сибирского отделения Российской академии наук, г. Новосибирск*

**Аннотация.** Для решения задачи прогноза, поиска и разведки залежей в баженовской свите необходимы максимально детальные модели распределения концентраций ОВ. В работе был применен метод определения  $C_{\text{орг}}$  по результатам интерпретации материалов ГИС с помощью зависимости  $C_{\text{орг}}$  от гамма-каротажа, это позволило охарактеризовать распределение  $C_{\text{орг}}$  для каждой изученной скважины во всем разрезе точно через 0.5 м. Для создания трехмерной модели распределения органического вещества баженовской свиты была выбрана интерполяция сплайнами, выраженных через функции Грина. Впервые получены распределения  $C_{\text{орг}}$  в 3D виде.

**Ключевые слова:** баженовская свита, концентрация органического углерода, трехмерные модели распределения органического вещества.

## THREE-DIMENSIONAL MODEL OF ORGANIC MATTER DISTRIBUTION OF THE BAZHENOV FORMATION IN THE CONVERGATION ZONE OF THE MANSI SYNECLISE AND THE KRASNOLENINSK MEGAMONOCCLIS

**Vladimir V. Lapkovskiy, Elena V. Ponomareva**

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

**Annotation.** In order to solve the tasks of the forecasting, prospecting and exploration of deposits, extremely detailed models of the distributions of organic matter concentrations were required. The integration of analytical data on GIS material with the help of correlation  $C_{\text{org}}$  with gamma logging allowed characterize  $C_{\text{org}}$  distribution for each studied well in the entire section, pointwise every 0,5 m. Spline interpolation expressed through Green's functions was selected for the creation of the three-dimensional model of organic matter distribution of Bajen formation in the articulation zone of Mansijsk synecclise and Krasnoleninsk megamonocclise.  $C_{\text{org}}$  distributions in 3D were obtained for the fist time.

**Key words:** Bazhenov Formation, the contents of organic carbon, 3D model of organic matter distribution.

В Западной Сибири одним из перспективных объектов для прироста ресурсов УВ являются трудноизвлекаемые запасы нефти баженовской свиты. Скопления нефти, приуроченные к листоватым коллекторам (бажениты) порового типа [1], развиты в породах с высоким содержанием органического вещества. Для решения задачи прогноза, поиска

и разведки залежей нефти необходимы максимально детальные модели распределения концентраций ОВ.

Территория исследования находится на западе Западно-Сибирского осадочного мегабассейна и приурочена к зоне сочленения Мансийской синеклизы и Красноленинской мегамоноклизы (рис. 1). Толщина баженовской свиты изменяется от 30 м (скв. Иртышская 16) — в центральной части территории, до 46 м — на юго-западе (скв. Западно-Лумкойская 96).

Согласно карте средних концентраций органического углерода, в породах баженовского горизонта [2]  $C_{орг}$  изменяется от 4-6 % — на северо-востоке и юго-западе, до 12 % — в центральных районах. Концентрации от 8 до 10 % развиты в пределах полосы северо-западного направления. При изучении толщин пород с разными концентрациями  $C_{орг}$  в интервале баженовской свиты [2] было выявлено, что наибольшие толщины пород (10-20 м) с  $C_{орг}$  более 7 % приурочены к центральному и северо-западному районам. Увеличенные толщины пород (20-30 м) с  $C_{орг}$  менее 5 % находятся на северо-востоке и юго-западе.

В работе был применен метод определения  $C_{орг}$  по результатам интерпретации материалов радиоактивного каротажа. В основе метода находится линейная зависимость содержания  $C_{орг}$  от значений ГК, выявленная в высокорadioактивных нефтегазоматеринских толщах, к которым относится и баженовская свита, что отражено в большом количестве публикаций зарубежных и отечественных авторов. Использование примененного метода позволило охарактеризовать распределение  $C_{орг}$  для каждой изученной скважины во всем разрезе точно через 0.5 м. Всего в работе были использованы материалы ГК из 17 скважин из банка данных ИНГГ СО РАН. Анализ литологического состава проводился по результатам численной интерпретации ГИС (ГК, БК, W) [4].

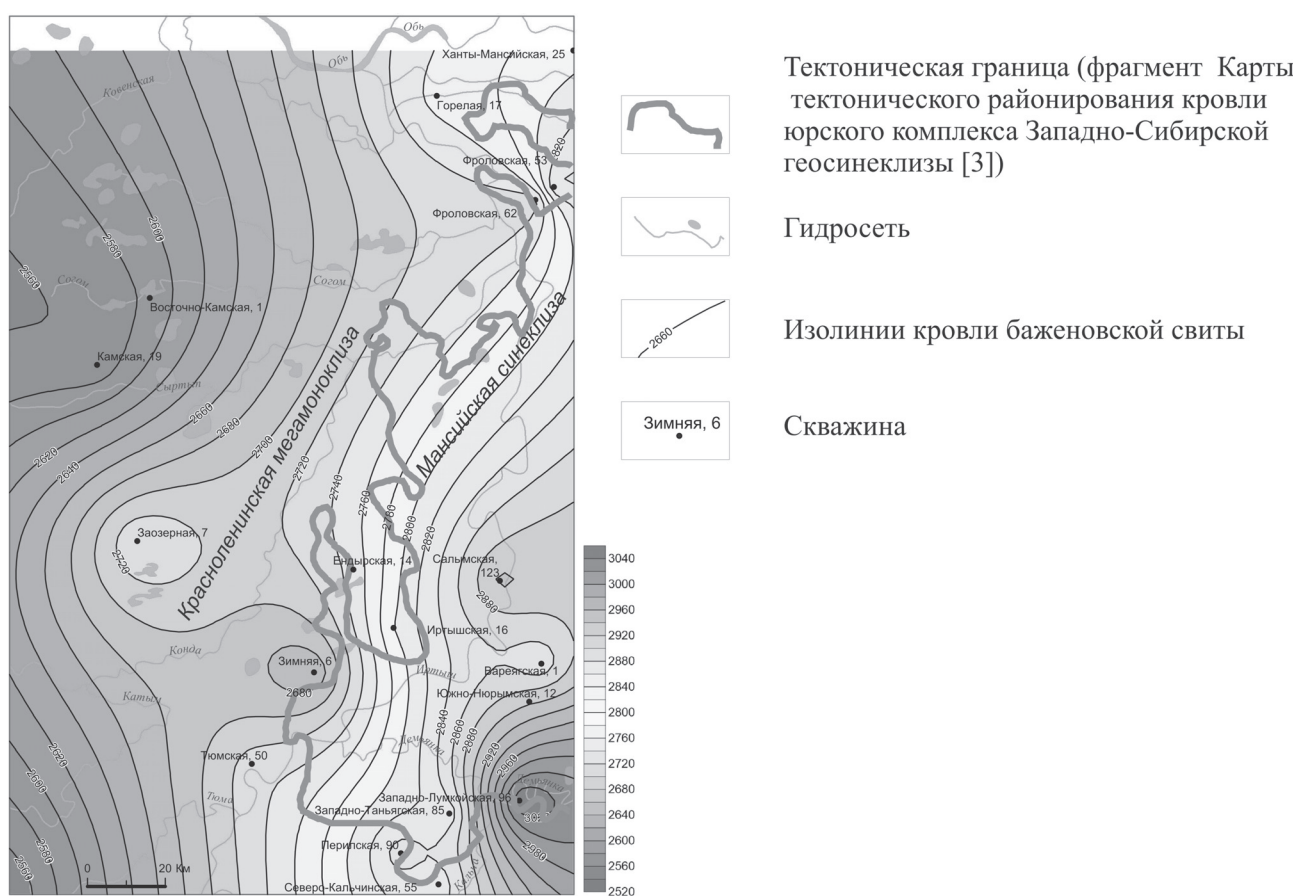


Рис. 1. Обзорная карта территории исследования

Согласно полученным исследованиям, концентрация органического углерода изменяется в интервале свиты от 2-3 % — в подошве отложений (кремнисто-глинистые породы) и в небольших прослоях (карбонаты), до 8-15 % — в центральной и верхней частях разреза. Отмечаются отдельные слои толщиной 2-6 м с содержанием  $C_{\text{орг}}$  до 22-28 % (Западно-Лумкойская, Иртышская площади). При изучении закономерностей распределения концентраций  $C_{\text{орг}}$  в разрезе было выявлено, что на северо-востоке и юго-западе породы с повышенными содержаниями до 10-14 % приурочены к верхнему интервалу свиты, в то время как в центральной и юго-восточной части территории породы с концентрацией до 17-28 % развиты в центральной части разреза.

Для создания трехмерной модели распределения органического вещества (рис. 2) была выбрана интерполяция сплайнами, выраженных через функции Грина [5].

Таким образом, было выявлено что органическое вещество распределено в породах неравномерно. Повышенные концентрации  $C_{\text{орг}}$  приурочены к верхнему интервалу свиты в пределах северо-восточных и юго-западных районов и к центральному — на территории центральных и юго-восточных районов, что может быть связано с палеогеографическим обстановками в баженовском палеобассейне. Впервые для баженовской свиты получены распределения  $C_{\text{орг}}$  в 3D виде.

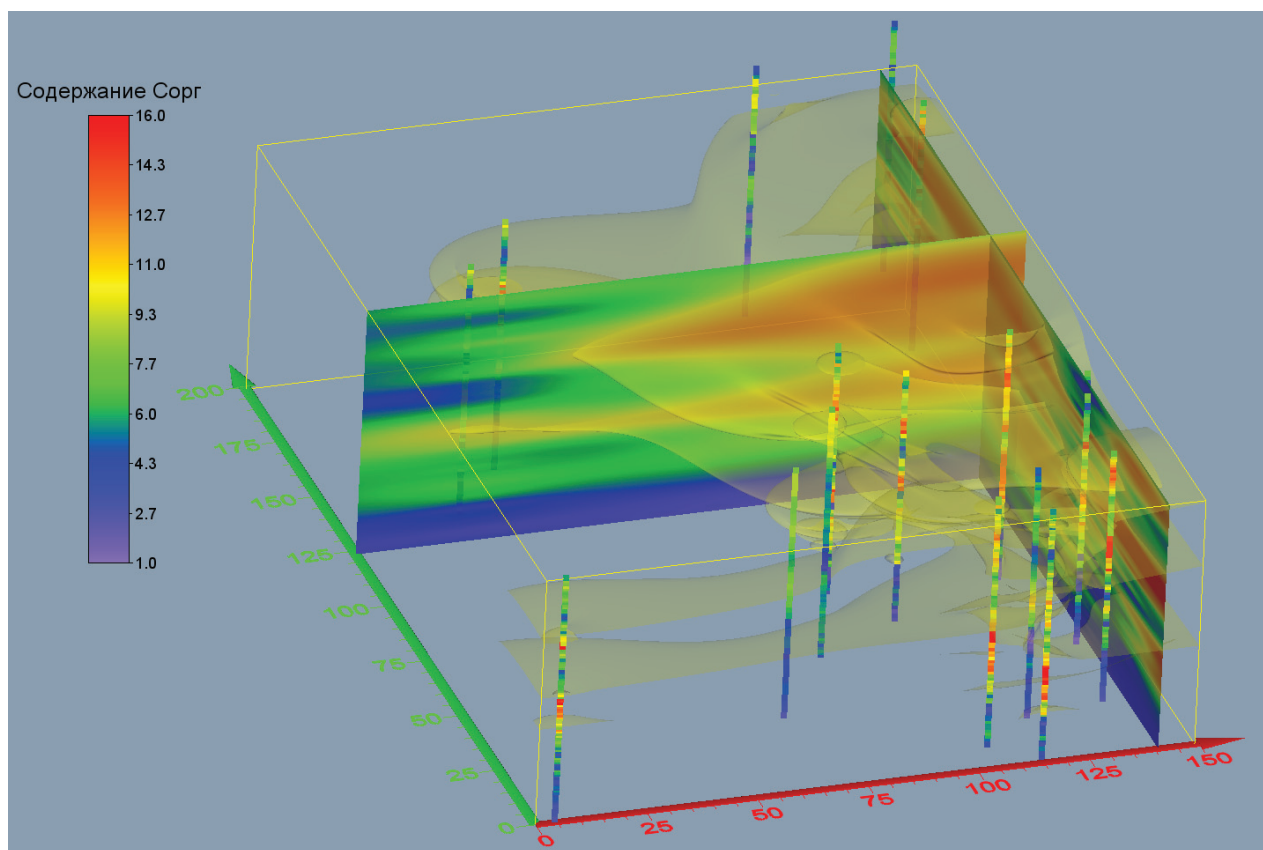


Рис. 2. Содержание  $C_{\text{орг}}$  в скважинах и трехмерной модели

### Список литературы

1. Конторович А. Э. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты / Конторович А. Э., Родякин С. В., Бурштейн Л. М., Костырева Е. А., Рыжкова С. В., Ян П. А. // Геология нефти и газа. 2018. № 5. С. 61–73.

2. Конторович А. Э. Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта / Конторович А. Э., Пономарева Е. В., Бурштейн Л. М., Глинских В. Н., Ким Н. С., Костырева Е. А., Павлова М. А., Родченко А. П., Ян П. А. // Геология и геофизика. 2018. т. 59, № 3. С. 357–371.

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

4. Павлова М. А. Интерпретация материалов геофизических исследований скважин нефтеносного разреза баженовской свиты: литотипы и их физические параметры / Павлова М. А., Сухорукова К. В., Глинских В. Н., Казаненков В. А. // «ИНТЕРЭКСПО ГЕО-Сибирь — 2012». Т. 1. Новосибирск, СГГА, 2012. С. 127–131.

5. Василенко В. А. Слайны: теория, алгоритмы, программы / В. А. Василенко // Новосибирск: Наука, 1983. 214 с.



## МЕТОДОЛОГИЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ПОИСКА ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

**И. А. Маракова**

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта*

**Аннотация.** В статье представлена методология комплексного изучения условий формирования тектоно-фациально-эволюционно-динамических зон и разновозрастных нестандартных и нетрадиционных ловушек в них. Особое внимание уделяется выделенным на территории Тимано-Печорской провинции тектоно-фациально-эволюционно-динамическим зонам концентрации нефтегазоперспективных объектов. На основе изучения тектоно-фациально-эволюционно-динамических зон установлены характерные признаки (критерии) их выделения. Автором прослежены этапы их формирования и установлены закономерности размещения в них нефтегазоперспективных объектов. Установлено, что градации катагенеза распределены равномерно по мере удаления от Уральской складчатой системы на запад.

Такой взгляд будет интересен специалистам в области прогнозирования УВ на аналогичных по сложности строения территориях.

**Ключевые слова:** тектоно-фациально-эволюционно-динамические зоны, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, карбонатные и терригенные отложения, катагенез, направления геологоразведочных работ.

## METHODOLOGY FOR FORECASTING AND SEARCHING FOR HYDROCARBON DEPOSITS IN THE TIMAN-PECHORA OIL AND GAS PROVINCE

**I. Marakova**

*Ukhta State Technical University, Ukhta*

**Annotation.** The article presents a methodology for a comprehensive study of the conditions for the formation of tectonic-facies-evolutionary-dynamic zones and non-standard and non-traditional traps of different ages in them. Special attention is paid to the tectonic-facies-evolutionary-dynamic zones of concentration of oil and gas prospective objects identified on the territory of the Timan-Pechora province. Based on the study of tectonic-facies-evolutionary-dynamic zones, the characteristic features (criteria) of their allocation are established. The author traces the stages of their formation and establishes the regularities of the placement of oil and gas prospective objects in them. It is established that the gradations of catagenesis are distributed evenly as they move away from the Ural fold system to the west. This view will be of interest to specialists in the field of hydrocarbon forecasting in areas of similar complexity in terms of structure.

**Key words:** tectonic-facies-evolutionary-dynamic zones, Timan-Pechora oil and gas province, carbonate and terrigenous deposits, catagenesis, areas of geological exploration.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция является актуальной территорией для различных исследований и развития научной мысли, обладает значительными перспективами нефтегазоносности. К основным направлениям поисков новых месторождений в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции относятся:

- среднеордовикско-нижнедевонский нефтегазоносный комплекс (НГК) с широким развитием неантиклинальных, структурно-стратиграфических, литологических, эрозионных ловушек;
- доманиково-турнейский НГК с широким развитием крупных структурно-тектонических ловушек в пределах Предуральского прогиба;
- пермско-триасовый терригенный НГК с широким развитием литологических ловушек дельтового генезиса в пределах северной части Тимано-Печорской провинции и ее арктическом продолжении.

Для планомерного освоения нефтегазоносных комплексов требуется выработка научного подхода по прогнозированию нефтегазоносности и выбора наиболее эффективных направлений геологоразведочных работ на базе исследований условий формирования и закономерностей размещения нефтегазоперспективных ловушек различного генезиса.

### **Краткое изложение содержания работы**

В ходе анализа значительного объема геолого-геофизического материала по северной, северо-восточной и восточной части Тимано-Печорской провинции разработаны теоретические основы методологии прогнозирования нефтегазоперспективных ловушек и поиска залежей нефти и газа. В работе согласно алгоритму исследований изучены условия образования и особенности строения исследуемых территорий. Выделено 8 тектоно-фациально-эволюционно-динамических зон (см. рисунок).

В Предуральском краевом прогибе: смешанная Кылымбельско-Вуктыльская тектоно-фациально-эволюционно-динамическая зона и смешанная Ярвожско-Поварницкая тектоно-фациально-эволюционно-динамическая зона.

В Хорейверской впадине: смешанная Макариха-Сандивейская тектоно-фациально-эволюционно-динамическая зона, а в ее акваториальном продолжении Колоколморско-Чернореченская фациально-динамическая зона стабильности.

В Кортаихинской впадине: Лабогейская фациально-динамическая зона стабильности.

В пределах Колвинского мегавала и Денисовской впадине: Харьягинско-Ярейюская фациально-динамическая зона активности и Мутноматериково-Лодминская фациально-динамическая зона стабильности.

В пределах вала Сорокина: Сорокинская фациально-динамическая зона активности.

В пределах зон анализируются факторы повлиявшие на образование ловушек и залежей. Установлены закономерности их размещения.

### **Основная научно-техническая идея**

Методология заключается в выделении тектоно-фациально-эволюционно-динамических зон концентрации нефтегазоперспективных ловушек отражающих влияние энергетических (флюидодинамических) процессов на формирование будущих залежей нефти и газа на основе комплексного изучения отложений определенного возрастного интервала.

### **Описание результатов и их значение для практики**

Разработаны модели тектоно-фациально-эволюционно-динамических зон и обозначены места концентрации нефтегазоперспективных ловушек в складчато-надвиговых и структурно-тектонических зонах Тимано-Печорской провинции. В результате проведенных исследова-

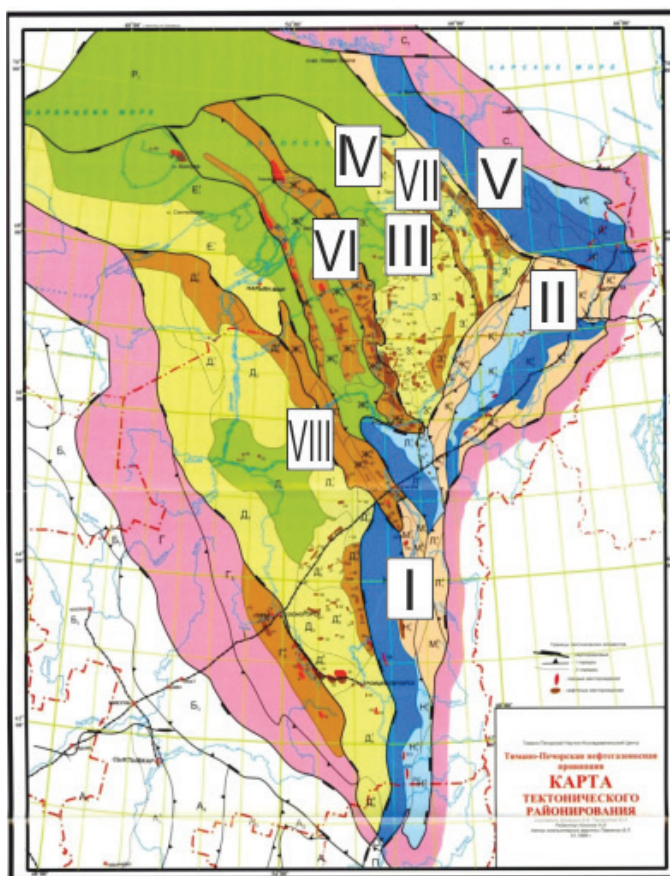
ний определены и научно-обоснованы направления поисков в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции. Установлено, что на территории Коротайхинской впадины и смежных районах миграция углеводородов (УВ) возможна в двух направлениях. В складчатых областях, примыкающих к Коротайхинской впадине, преобладает вертикальная межрезервуарная миграция УВ флюидов по разломам (показать). В бортовых — наоборот, преобладает латеральная миграция УВ.

### Список литературы

1. Эдер Л.В. Необходимость смены парадигмы развития нефтегазового комплекса в России / Л.В. Эдер, А.Э. Конторович // «Интерэкспо ГЕО-Сибирь — 2017». XIII Международный научный конгресс (17–21 апреля 2017 г.): «Экономическое развитие Сибири и Дальнего Востока. Экономика природопользования, землеустройство, лесоустройство, управление недвижимостью». Международная научная конференция : материалы конференции. Новосибирск, 2017. Т. 1. С. 16–23.

2. Грунис Е.Б., Барков С.Л., Епифанов А.А., Мишина И.Е. (2016). Состояние ресурсной базы углеводородного сырья России и актуальные проблемы нефтегазогеологической науки. Геология нефти и газа, 5, с. 32–45.

3. Грунис Е.Б., Маракова И.А. (2019) Перспективы открытия новых месторождений в Тимано-Печорской провинции и арктическом шельфе. Геология нефти и газа, 5, с. 5–13.



Карта тектонического районирования Тимано-Печорской провинции (тектоно-фациально-эволюционно-динамические зоны: I — Кылымбельско-Вуктыльская, II — Ярвожско-Поварницкая, III — Макариха-Сандивейская; фациально-динамические зоны стабильности: IV — Колоколморско-Чернореченская, V — Лабогейская, VIII — Мутноматеригово-Лодминская, фациально-динамические зоны активности: VI — Харьягинско-Ярейюская, VII — Сорокинская

УДК 553.98  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-176-178

**ГЕОЛОГИЯ И КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КЕРОГЕН-ГЛИНИСТО-КРЕМНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЦЕНТРАЛЬНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА \***

**С. В. Рыжкова, Е. В. Пономарева, А. Н. Фомин**

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

**Аннотация.** Уточнены критерии прогноза нефтегазоносности кероген-глинисто-кремнистых отложений баженовской свиты центральных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна. Концентрация и уровень катагенетической преобразованности органического вещества определяют пористость силицитов и микститов баженовской свиты в главной зоне нефтеобразования и нефтенасыщенность пустотного пространства (поры и псевдотрещины).

**Ключевые слова:** баженовская свита, органическое вещество, уровень зрелости, литология

**GEOLOGY AND CRITERIA FOR PREDICTING THE OIL AND GAS CONTENT OF KEROGEN-CLAY-SILICEOUS DEPOSITS OF THE BAZHENOV FORMATION IN THE CENTRAL REGIONS OF THE WEST SIBERIAN SEDIMENTARY BASIN**

**S. Rizhkova, E. Ponomareva, A. Fomin**

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk*

**Annotation.** The criteria for predicting the oil and gas content of kerogen-clay-siliceous deposits of the Bazhenov Formation in the central regions of the West Siberian sedimentary basin have been refined. The concentration and level of catagenetic transformation of organic matter determine the porosity of silicites and mixtites of the Bazhenov formation in the main zone of oil formation and the oil saturation of the void space (pores and pseudo-fractures).

**Key words:** Bazhenov Formation, organic matter, maturity level, lithology

Баженовская свита является самостоятельным объектом поисков нетрадиционных месторождений и добычи нефти в Западно-Сибирском осадочном бассейне. Исследования, проведенные в Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, подтвердили, что свита по литологии, геохимии, генезису и роли в нефтегазоносности Западной Сибири объект особый. Породообразующими в ней являются биогенное перекристаллизованное кремнистое вещество — силициты и углеродистое органическое вещество — кероген

© С. В. Рыжкова, Е. В. Пономарева, А. Н. Фомин, 2021

\* Исследование выполнено при финансовой поддержке проектов ФНИ № 0331-2019-0019 «Геология, условия формирования и закономерности размещения залежей углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами в Западно-Сибирском мегабассейне», № 0331-2019-0022 «Органическая геохимия и история геологического развития доминантных нефтегазовых систем верхнего протерозоя и фанерозоя Сибири».



(нерастворимое в органических растворителях органическое вещество и битумоиды), а также глинистый материал, карбонаты и пирит. Такие породы называют баженидами или микститами [1, 2].

Критериям нефтеносности пород баженовской свиты посвящено множество публикаций [3-11; и др.]. В результате их обобщения сформулирован следующий ряд критериев прогноза нефтеносности баженовской свиты:

- значительная (не менее 15 м) толщина свиты (Ф. Г. Гулари);
- высокая ( $> 5\%$ ) концентрация органического вещества (ОВ) в породах (Ф. Г. Гулари, А. Э. Конторович, В. И. Москвин, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, А. В. Тянь и др.);
- наличие над и под баженовской свитой достаточно мощных пачек глинистых пород, изолирующих нефтепроизводящие породы и бажениды от песчаных резервуаров углеводородов (Ф. Г. Гулари, А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, И. Н. Ушатинский, М. Д. Хуторский);
- катагенез ОВ в породах свиты, отвечающий главной зоне нефтеобразования (конец МК<sub>1</sub><sup>1</sup>, МК<sub>1</sub><sup>2</sup>, МК<sub>2</sub>) (А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, А. Н. Фомин и др.);
- наличие в разрезе микрослоистости, обусловленной уникальными концентрациями в них ( $> 30-50\%$ ) приводящей при катагенезе ОВ к формированию субгоризонтальных нефтенасыщенных слоев (псевдотрещиноватости, листоватости) и формированию псевдотрещинной емкости в баженидах (А. Э. Конторович, Ф. Г. Гулари, К. И. Микуленко, И. И. Нестеров, М. Ф. Свищев и др.);
- высокие современные температуры пород в зонах развития нефтеносности баженидов (В. А. Казаненков, А. Э. Конторович и др.).

Выполненный авторами анализ показал, что наиболее полно эти критерии реализуются в центральных, наиболее глубоководных частях Западно-Сибирского волжско-раннеберийского морского бассейна (А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, В. А. Казаненков, С. В. Рыжкова, Е. В. Пономарева и др.).

Толщина баженовской свиты в центральных районах Западной Сибири повсеместно составляет более 25 м. Как показали исследования, микститы и кремнистые породы (силициты) свиты, широко распространенные в центральных районах, содержат органическое вещество от 10 до 20 % ( $C_{\text{орг}}$ ) [12]. Подстилающий флюидоупор, представленный преимущественно глинистыми породами абалакской свиты толщиной в среднем около 40 м, изолирует баженовскую свиту от песчаных резервуаров средней юры. Толщины глинистых пород над баженовской свитой в основном составляют от 20-30 до 100 м, уменьшаясь до 8-10 м в субмеридиональных зонах распространения ачимовских песчаников.

Анализ геологических материалов, полученных в ИНГГ СО РАН в ходе изучения баженовского горизонта Западной Сибири, позволил показать существенное влияние катагенеза на нефтеносность свиты в центральных районах. Опосредованно оно выражается во взаимосвязи с высокими температурами пород.

Имеющиеся углепетрографические и геохимические материалы (определения элементного состава керогена,  $T_{\text{max}}$  при пиролизе, биомаркерные показатели) показывают, что в баженовской свите центральных районов уровень зрелости ОВ изменяется в пределах МК<sub>1</sub><sup>1</sup>-М<sub>3</sub><sup>1</sup> градаций [13]. Причем наиболее измененное органическое вещество встречено в Салымской зоне с напряженным геотермическим режимом. Низкие содержания  $C_{\text{орг}}$ , например, на Салымской площади отражают расход органического вещества на формирование нефти в главной зоне нефтеобразования.

В результате катагенетических преобразований органического вещества в микститах (баженидах) формируется субгоризонтальная псевдотрещиноватость и рассредоточенная по матрице баженовской свиты пустотность. Установлено, что при концентрации органического углерода более 5 % в силицитах и микститах баженовской свиты пористость определяется ста-



дий катагенеза органического вещества. Изучение этой вторичной по генезису, но остаточной после гравитационного уплотнения пород баженовской свиты, открытой пористости (включая псевдотрещинную) показало, что на нефтенасыщенность пустотности в баженитах также существенно влияет уровень катагенетической преобразованности ОВ [15].

Имеющиеся результаты определяют необходимость дальнейших исследований баженовской свиты, особенно к северу от Широкого Приобья.

### Список литературы

1. Нестеров И. И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. 1979. № 10. С. 26–29.
2. Конторович А. Э., Ян П. А., Замирайлова А. Г., Костырева Е. А., Эдер В. Г. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика. 2016. Т. 57. № 11. С. 2034–2043.
3. Гурари Ф. Г. О поисках нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской низменности // Тр. СНИИГГИМС, вып. 17. Л.: Гостоптехиздат, 1961. С. 15–31.
4. Новиков Г. Р., Салманов Ф. К., Тянь А. В. Перспективы открытия крупных залежей нефти в трещиноватых аргиллитах баженовской свиты // Научно-технический сборник «Нефть и газ Тюмени». 1970. № 7. С. 1–3.
5. Салымский нефтегазоносный район / под редакцией Нестерова И. И. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 41. Тюмень, 1970. 314 с.
6. Гурари Ф. Г., Гурари И. Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1974. № 5. С. 36–40.
7. Геология нефти и газа Западной Сибири / Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К. и др. М.: Недра, 1975. 679 с.
8. Палеобиофашии нефтегазоносных волжских и неокомских отложений Западно-Сибирской плиты / ред. А. В. Гольберт, А. Э. Конторович. М.: Недра, 1978. 87 с.
9. Гурари Ф. Г. Об условиях накопления и нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири // Закономерности размещения скоплений нефти и газа на Сибирской платформе. Тр. СНИИГГИМС. вып. 271. Новосибирск, 1979. С. 153–160.
10. Зубков М. Ю. Критерии оценки региональных перспектив нефтеносности баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 1989. № 5. С. 26–30.
11. Зубков М. Ю. Региональный прогноз нефтеносности баженовской свиты // Геология и геофизика. 2017. № 3–4. С. 504–510.
12. Конторович А. Э., Пономарева Е. В., Бурштейн Л. М., Глинских В. Н., Ким Н. С., Костырева Е. А., Павлова М. А., Родченко А. П., Ян П. А. Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 2018. Т. 59. № 3. С. 357–371.
13. Конторович А. Э., Богородская Л. И., Борисова Л. С., Бурштейн Л. М., Исмагилов З. Р., Ефимова О. С., Костырева Е. А., Лемина Н. М., Рыжкова С. В., Созинов С. А., Фомин А. Н., Лившиц В. Р. Геохимия и катагенетические превращения керогена баженовского горизонта // Геохимия. 2019. Т. 64. № 6. С. 585–593.
14. Конторович А. Э., Родякин С. В., Бурштейн Л. М., Костырева Е. А., Рыжкова С. В., Ян П. А. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты // Геология нефти и газа. 2018. № 5. С. 61–73.

УДК 553.98  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-179-181

## ИСТОРИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ ВИЛЮЙСКОЙ ГЕМИСИНЕКЛИЗЫ

**П. И. Сафронов, Л. М. Бурштейн, И. А. Губин, Б. Л. Никитенко, И. В. Коровников**

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука  
Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН)*

**Аннотация.** Выполнено одномерное моделирование процессов осадконакопления и прогрева пород на территории Вилюйской гемисинеклизы. Оценены значения глубинного теплового потока у основания чехла, степень преобразованности органического вещества куонамской нефтегазопроизводящей толщи.

**Ключевые слова:** Вилюйская гемисинеклиза, куонамская нефтегазопроизводящая толща, органическое вещество, бассейновое моделирование, глубинный тепловой поток

## HISTORICAL-GEOLOGICAL MODELING OF HYDROCARBON GENERATION IN THE SEDIMENTARY BASIN OF THE VILYUI HEMISYNECLISE

**P. I. Safronov, L. M. Burshtein, I. A. Gubin, B. L. Nikitenko, I. V. Korovnikov**

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics  
of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS)*

**Annotation.** One-dimensional modeling of the sediment basin formation and heating of rocks on the territory of the Vilyui hemisyneclise has been carried out. The values of the deep heat flow at the base of the sediments, the Kuonamka source rock organic matter transformation ratio

**Key words:** Vilyui hemisyneclise, kuonamkaya source rock, organic matter, basin modeling, deep heat flow

На ранних этапах своего геологического развития Вилюйская гемисинеклиза, по-видимому, представляла собой открытую в сторону современного Верхоянского складчато-надвигового пояса пассивную континентальную окраину [1-3]. Современное строение осадочного чехла (мощностью более 13 км в наиболее погруженных местах) обусловлено влиянием множества процессов на протяжении геологической истории длительностью более 1 млрд лет. В том числе: позднедевонско-раннекарбонный рифтогенез и сопутствующая ему эрозия кембрийских, ордовикских и силурских отложений; пермо-триасовый трапповый магматизм, влиявший на прогрев пород; позднеюрское-раннемеловое формирование Верхоянского складчато-надвигового пояса.

На территории гемисинеклизы выделены две крупных положительных структуры: Логлорский вал и Хапчагайский мегавал. Выделение структур более низкого порядка затруднено по причине слабой сейсмической изученности разреза. Основной нефтегазопроизводящей толщей в нижнепалеозойской части разреза принято считать куонамскую свиту и ее аналоги ниже-, среднекембрийского возраста. Преимущественно аквагенный тип органического веще-

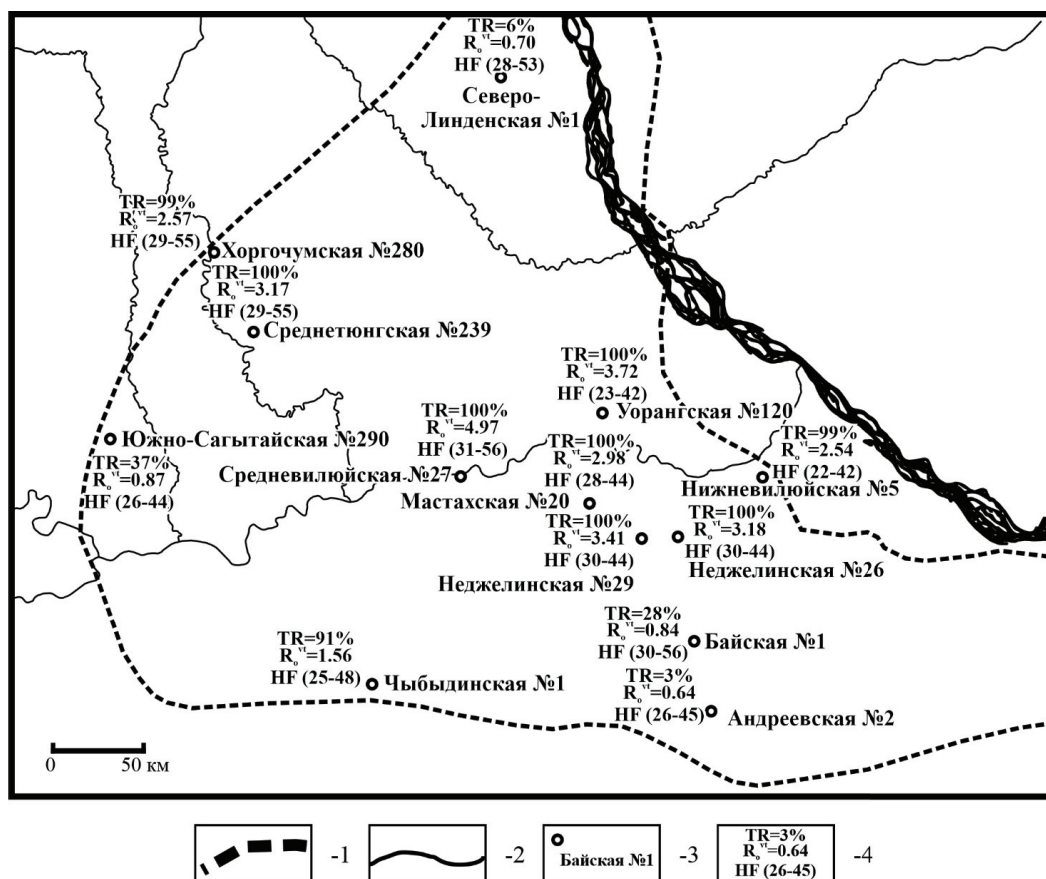
ства куонамской толщи не вызывает сомнений [4,5]. Открытыми остаются вопросы динамики генерации углеводородов на фоне сложной геологической истории изучаемого района.

**Цель исследования:** на основе новых и накопленных в ИНГГ СО РАН материалов в выполнить моделирование процессов осадконакопления и генерации углеводородов в куонамской нефтегазопроизводящей толще (и ее возрастных аналогах) в 13 скважинах.

В ходе работ основе посвитных разбивок были построены структурно-литологические модели скважин. По материалам сейсморазведки и региональными структурным построениям была дополнена не вскрытая бурением часть разреза. При реконструкции истории формирования седиментационного бассейна учтены мощности размывов и длительность перерывов в осадконакоплении. Абсолютный возраст свит и стратиграфических комплексов принимался в соответствии с Общей стратиграфической (геохронологической) шкалой фанерозоя и докембрия 2019 г.

Тепловая история пород калибровалась на основе замеров значений отражательной способности витринита и современных температур в осадочном чехле. История теплового прогрева пород включает вариации глубинного теплового потока, связанные с позднедевонским-раннекарбонным и пермско-триасовым событиями, в разной степени влиявшими на реализацию генерационного потенциала.

В результате выполненных работ были получены расчетные значения степени преобразованности органического вещества и теоретические значения отражательной способности витринита на уровне куонамской толщи (см. рисунок).



Результаты одномерного моделирования в скважинах Виллюйской гемисинеклизы. Условные обозначения: 1 — границы Виллюйской нефтегазоносной области; 2 — речная сеть; 3 — скважины; 4 — значение степени преобразованности органического вещества (TR) куонамской толщи, расчетные значения отражательной способности витринина  $R_v$  на уровне куонамской толщи, диапазон изменения значений плотности глубинного теплового потока у основания осадочного чехла ( $mBt/m^2$ )

Степень катагенеза органического вещества куонамской нефтегазопроизводящей толщи возрастает от периферийных частей гемисинеклизы в направлении Линденской впадины. При этом, в скважинах Хоргочувская №280, Среднетюнгская №239, Чыбыдинская №1, расположенных на окраине гемисинеклизы, наблюдаются повышенные значения, что может быть связано с неравномерностью распределения значений плотности глубинного теплового потока во времени. Следует отметить, что при современной степени изученности разреза Вилюйской гемисинеклизы замеры значений отражательной способности витринита получены в лучшем случае из верхнепалеозойской части разреза и не отражают изменение тепловой истории раннепалеозойских пород, что вызывает трудности при калибровке.

Значения плотности глубинного теплового потока у основания осадочного чехла варьируют в диапазоне 25–56 мВт/м<sup>2</sup>.

Органическое вещество куонамской толщи в осевой части гемисинеклизы полностью реализовало свой генерационный потенциал. Вероятнее всего, образовавшиеся жидкие углеводороды подверглись термическому разложению до обуглероженного твердого остатка и углеводородных газов. Вопросы возможности накопления газообразных углеводородов, формирования и разрушения залежей остаются открытыми. Нефтяные залежи могли формироваться в периферийной части гемисинеклизы (на моноклинальных склонах при наличии ловушек), где степень катагенеза не велика.

Полученные оценки степени катагенеза пород и вариаций значений плотности теплового потока во времени будут использованы при построении трехмерной модели формирования Вилюйской гемисинеклизы.

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

### Список литературы

1. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 4. Лено-Вилюйский бассейн // Конторович А. Э., Гребенюк В. В., Фрадкин Г. С. и др. Новосибирск, 1994. 76 с.
2. Тектоника, геодинамика и металлогения Республики Саха (Якутия) / Под ред. Л. М. Парфенова, М. И. Кузьмина. М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. 571 с.
3. Фролов С. В., Карнюшина Е. Е., Коробова Н. И., Бакай Е. А., Курдина Н. С., Крылов О. В., Тарасенко А. А. Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Вилюйского нефтегазоносного бассейна // Георесурсы, 2019. Т. 21. № 2. С. 13–30.
4. Бахтуров С. Ф., Евтушенко В. М., Переладов В. С. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. Новосибирск: Наука, 1988. 160 с.
5. Баженова Т. К., Белецкая С. Н., Беляева Л. С. и др. Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности. Л., Недра, 1981. 211 с.

## ЗАКОНОМЕРНОСТИ СТРОЕНИЯ ПЕСЧАНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ И ГЛИНИСТЫХ ПОКРЫШЕК ТРИАСОВЫХ И ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ ГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВИЛЮЙСКОЙ ГЕМИСИНЕКЛИЗЫ

М. О. Федорович<sup>1,2</sup>, А. Ю. Космачева<sup>1</sup>

<sup>1</sup> *Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск*

<sup>2</sup> *Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск*

**Аннотация.** На территории Вилюйской гемисинеклизы присутствие залежей углеводородов в верхнепалеозой-мезозойских отложениях определяется наличием и распространением песчаных пластов — резервуаров для углеводородов, а также глинистых отложений — покрышек. Сделан прогноз распространения песчаных пластов верхнепермских и триасовых отложений Вилюйской гемисинеклизы, содержащих газообразные углеводороды, а также глинистых пачек, служащих покрышками для каждого из продуктивных пластов.

**Ключевые слова:** Вилюйская гемисинеклиза, Хапчагайский мегавал, песчаные отложения, глинистые покрышки, мощность

## AREAL EXTENT PREDICTION OF SAND RESERVOIRS AND CLAY SEALS OF TRIASSIC AND UPPER PALEOZOIC GAS DEPOSITS IN THE VILYUI HEMISYNECLISE

M. Fedorovich<sup>1,2</sup>, A. Kosmacheva<sup>1</sup>

<sup>1</sup> *Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk*

<sup>2</sup> *Novosibirsk State University, Novosibirsk*

**Abstract.** The presence of hydrocarbon deposits in the Upper Paleozoic-Mesozoic sediments of the Vilyui hemisyneclise is determined by the areal extent of sand reservoirs and clay seals. The paper is aimed at the areal extent prediction of sand reservoirs and clay seals of the Upper Permian and Triassic gas deposits in the Vilyui hemisyneclise.

**Key words:** Vilyui hemisyneclise, Khapchagai structure, sandy sediments, clay seals, thickness

В пределах Лено-Вилюйского осадочного бассейна пробурено свыше 280 опорных, параметрических, поисковых и разведочных скважин (850 тыс. м), открыто более 10 газоконденсатных и газовых месторождений. Площадь перспективных земель здесь около 250 тыс. км<sup>2</sup>. Детальность изученности глубоким бурением выделенных на территории бассейна Вилюйской и Предверхожанской нефтегазоносных областей существенно различается. Промышленная газоносность установлена в терригенных коллекторах пермского, триасового и нижнеюрского возраста. При этом в нижнетриасовых залежах Средневилюйского и Среднетюнгского месторождений на глубинах 2400–2600 м сконцентрировано более половины (56 %) разведанных запасов газа всех месторождений Вилюйской нефтегазоносной области [1, 2]. К настоящему времени извлечено всего около 15 млрд м<sup>3</sup> газа.



Непромышленные притоки газа получены в скважинах на ряде разведочных площадей пробуренных в пределах Лено-Виллойской НГП, в широком стратиграфическом диапазоне — от перми до нижнего мела. Так, на северо-западном борту Виллойской гемисинеклизы на Хоргочумской площади в скв. 281 из инт. 1034–1077 м получен приток газа с дебитом 1 тыс. м<sup>3</sup>/сут. На Западно-Тюнгской площади в скв. 271 получен приток газа с дебитом 2.5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. из песчаника в подошве мономской свиты.

Газоконденсатные залежи на многих месторождениях Лено-Виллойской НГП, расположенных в сводовой части Хапчагайского поднятия: Средневиллойское, Толонское, Мастахское, Соболах-Неджелинское и др., в разведочных и эксплуатационных скважинах сопровождаются обильными проявлениями нефти, вплоть до притоков промышленного и полупромышленного значения (10–15 м<sup>3</sup>/сут, реже до 100 м<sup>3</sup>/сут). Эти нефтепроявления зафиксированы в отложениях юрского, триасового и пермского возрастов. Судя по геохимическим данным нефти связаны, в основном, с очагами генерации пермского возраста. Определенными генерационными способностями обладают также нижнетриасовые и нижнеюрская толщи существенно глинистого состава (неджелинская, мономская, сунтарская) [3, 4].

Непромышленные притоки нефти получены из верхнеюрских отложений на Бергеинской и Олойской площадях; на последней небольшой приток нефти из отложений нижнего мела. Приток газа дебитом до 10 тыс. м<sup>3</sup>/сут получен из нижнеюрских отложений на Китчанской площади. Притоки пластовых вод с растворенным углеводородным газом получены на ряде опорных и гидрогеологических скважин, пробуренных на территории прогиба.

Проявления нефти отмечены также на Логлорском поднятии (Среднетюнгское и Андылахское газоконденсатные месторождения) и во многих параметрических скважинах, пробуренных при изучении потенциальной газоносности региональной зоны выклинивания триасовых отложений на северо-западном борту Виллойской гемисинеклизы (Западно-Тюнгская, Хоргочумская и Северо-Линденская площади) [3, 4, 5].

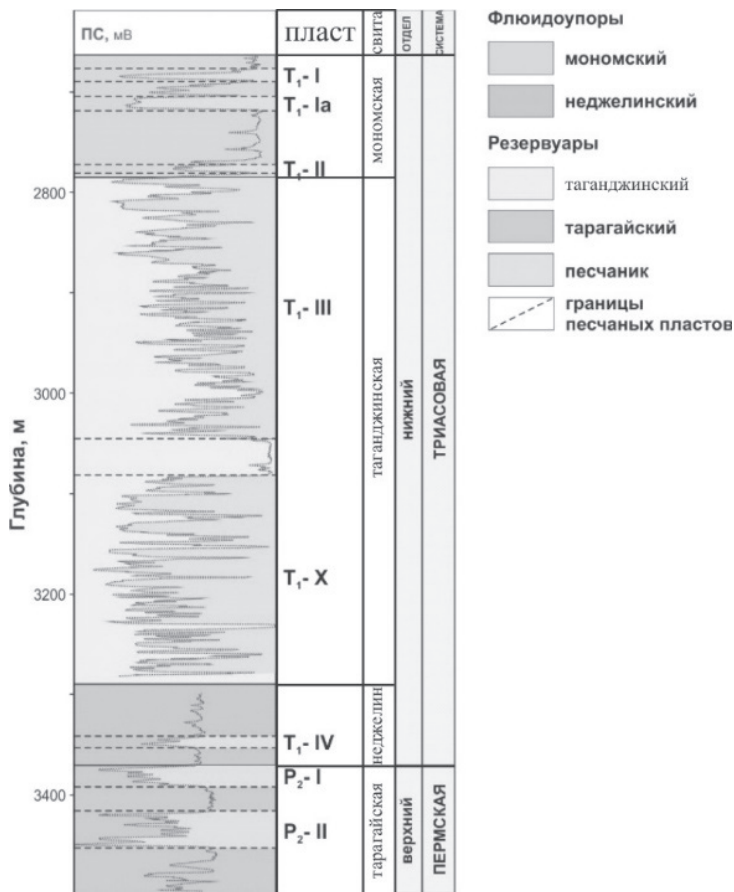
Несмотря на большое количество пробуренных глубокий скважин проблемными остаются детали геологического строения основных резервуаров, содержащих газ, и их перекрывающих глинистых покрышек. Месторождений приурочены к брахиантиклинальным или куполовидным структурам. Все залежи газа контролируются глинистыми толщами, которые кроме глинистых пород часто содержат невыдержанные по простиранию прослой алевролитов и песчаников [6] (см. рисунок).

Газоконденсатные залежи верхнепермских отложений (продуктивный горизонт Р<sub>2</sub>-II на месторождениях Хапчагайского мегавала и горизонты Р<sub>2</sub> Б, В, Г и Д Логлорского вала) контролируются выдержанными глинистыми пачками.

Залежи газа с конденсатом в кровле пермских отложений перекрываются существенно глинистой неджелинской свитой мощностью до 120 м, которая, в свою очередь, содержит газоконденсатные залежи в локально распространенном песчаном пласте Т<sub>1</sub>-IV в восточной и юго-восточной части Хапчагайского мегавала, Линденской и Лунгхинско-Келинской впадинах.

Многочисленные наиболее крупные залежи газа в отложениях индского яруса нижнего триаса (пласт Т<sub>1</sub>-III) контролируются глинистыми породами мономской свиты оленекского яруса. Мономская свита также содержит серию песчаных пластов (Т<sub>1</sub>-I, Т<sub>1</sub>-Ia, Т<sub>1</sub>-II), которые являются резервуарами для газообразных углеводородов при наличии перекрывающих их глинистых пачек достаточной мощности. В восточной и юго-восточной частях Хапчагайского мегавала мощность песчаников столь высока, что они занимают практически весь объем мономской свиты. Разделяющие их глинистые пропластки становятся менее 10 м и не способны удерживать углеводороды.

Кроме того, внутри таганджинской свиты небольшие залежи газа (пласт Т<sub>1</sub>-X) перекрыты локально распространяющейся пачкой глин, мощность которой изменяется от 0 до 40 м.



Разрез отложений верхней перми и нижнего триаса  
(скв. Мастахская 23)

Таким образом, песчаные пласты в верхнепермских и отложениях таганджинской свиты распространены по всей территории исследования. Тогда как песчаные пласты неджелинской и мономской свит имеют локальное распространение. Глинистые толщи — покрышки резервуаров — различаются по ряду признаков, влияющих на их изолирующие свойства, а именно, по характеру площадного распространения, степени литологической однородности и их мощности.

### Список литературы

1. Трофимук А. А., Черский Н. В., Бредихин И. С., Васильев В. Г., Ворона И. Д., Горшенин Ю. Д., Косолапов А. И., Мокшанцев К. Б., Фрадкин Г. С. Нефтегазоносность территории Якутии и прогнозная карта оценка запасов углеводородов // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. М.: Недра, 1968. С. 222–245.
2. Горшенин Ю. Д., Филимонов И. А. Перспективы нефтегазоносности восточной части Вилюйской синеклизы и центральной части Предверхоанского прогиба на нефть и газ // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. М.: Недра, 1968. С. 291–299.
3. Ситников В. С., Прищепа О. М., Кушмар И. А., Погодаев А. В. Перспективы нефтеносности южной части Вилюйской синеклизы // Разведка и охрана недр, 2014. № 7. С. 22–28.
4. Ситников В. С., Алексеев Н. Н., Павлова К. А., Погодаев А. В., Слепцова М. И. Новейший прогноз и актуализация освоения нефтегазовых объектов Вилюйской синеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2017. Т. 12. № 1. Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/6/9\\_2017.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/9_2017.pdf)
5. Ситников В. С., Прищепа О. М., Кушмар И. А., Погодаев А. В. Перспективы нефтеносности южной части Вилюйской синеклизы // Разведка и охрана недр, 2014. № 7. С. 22–28.
6. Якутский государственный университет. Ученые записки Якутского государственного университета / М-во высш. и сред. спец. образования РСФСР ; [общ. ред.: И. Г. Попов (отв. ред.) [ и др.]]. Якутск, 1957. Ученые записки Якутского государственного университета. 1994. 209, [3] с.

УДК 553.98  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-185-188

## ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ В РАЗРЕЗЕ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ\*

**М. А. Фомин, Е. А. Костырева, С. В. Родякин, С. В. Рыжкова, И. С. Сотнич, В. Г. Эдер**

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск*

**Аннотация.** Представлены результаты выделения интервалов-коллекторов в разрезе баженовской свиты в одной из скважин Дружной площади. Выделение проведено на основе комплекса критериев, включающих результаты литологического описания пород, аналитических исследований керн и данных широкого комплекса ГИС.

**Ключевые слова:** баженовская свита, керн, ГИС, коллекторы, прогноз, нефть.

## ASSIGNMENT THE BAZHENOV FORMATION RESERVOIRS BASED ON INTEGRATED INTERPRETATION OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL MATERIALS

**M. Fomin, E. Kostyрева, S. Rodyakin, S. Rizhkova, I. Sotnich, V. Eder**

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk*

**Annotation.** The results of identifying reservoir intervals in the section of the Bazhenov formation in one of the wells of the Druzhnaya area are presented. The selection was carried out on the basis of a set of criteria, including the results of lithological description of rocks, analytical core studies and data from a wide range of well logging.

**Key words:** Bazhenov Formation, core, well-logging data, reservoirs, forecast, oil.

Баженовская свита является одним из самых перспективных нефтеносных объектов в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне. Сложности ее разработки связаны с тем, что только некоторые интервалы разреза обладают коллекторскими свойствами, т.е. содержат в открытом пустотном пространстве свободную нефть. Выделение и прогноз таких интервалов позволяет более точно оценивать перспективы нефтеносности баженовской свиты и подсчитывать запасы нефти в ней. Целью исследования является апробация рекомендаций к выделению коллекторов I и II типа в баженовской свите, изложенных в пока неопубликованных дополнениях к [1], на примере одной из скважин Дружной площади.

Приведенное ниже выделение коллекторов в разрезе баженовской свиты основано на комплексном изучении «свежего» керн, включающего в себя его фотографирование в днев-

---

© М. А. Фомин, Е. А. Костырева, С. В. Родякин, С. В. Рыжкова, И. С. Сотнич, В. Г. Эдер, 2021

\* Исследование выполнено при финансовой поддержке проектов 0266-2019-0006 и 0331-2019-0022 Программы ФНИ.

ном и ультрафиолетовом свете, послойное описание литологических колонок, определение химического и минерального состава, фильтрационно-емкостных свойств и геохимических параметров органического вещества.

В нижней части разреза баженовской свиты в интервале 2868,5-2870,5 м выделяются силициты с фосфатными линзами [2]. Эти линзы имеют слабое свечение в УФ свете. Содержание глинистого материала, органического вещества и пирита в этой части разреза пониженное. Образцы характеризуются повышенной пористостью, а также высокими значениями пика  $S_1$ . На графике Джарви эти точки находятся выше фоновых значений (рис. 1), что является признаком наличия подвижной нефти. Перечисленные факторы позволяют предполагать, что баженовские породы в указанном интервале могут быть коллектором II типа.

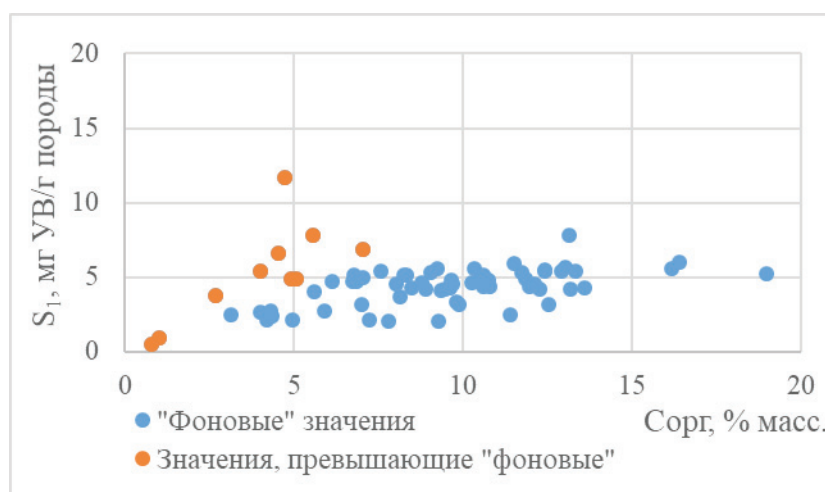


Рис. 1. Зависимость пиролитического параметра  $S_1$  от  $C_{орг}$  в породах-коллекторах (оранжевые) и неколлекторах (синие) баженовской свиты

Верхние три метра разреза характеризуются повышенным содержанием карбонатного материала [2]. В интервале глубин 2850,1-2851,0 м выделяется прослой с высоким содержанием кальцита и доломита (в отдельных линзах более 70 % и 6 % соответственно), для которого по данным пиролиза характерно наличие свободной нефти, а также высокая пористость (до 15 %) одного из образцов после экстракции (рис. 2). Значения пористости были определены в ИНГГ СО РАН по методике, изложенной в работах [3, 4]. Указанный карбонатный прослой имеет слабое свечение в УФ свете. По ГИС этот интервал характеризуется пониженными значениями естественной радиоактивности, значения объемной плотности находятся в диапазоне средних величин ГГКп в разрезе баженовской свиты. На основе этих критериев породы баженовской свиты в интервале глубин 2850,1-2851,0, вероятно, являются коллектором II типа согласно последним дополнениям к [1].

Таким образом, на основе комплексного анализа литологического описания разреза, результатов аналитических исследований керн баженовской свиты и данных ГИС были выделены интервалы, которые могут содержать в себе свободную нефть.



Подсекция 2. Поиск и разведка месторождений нефти и газа

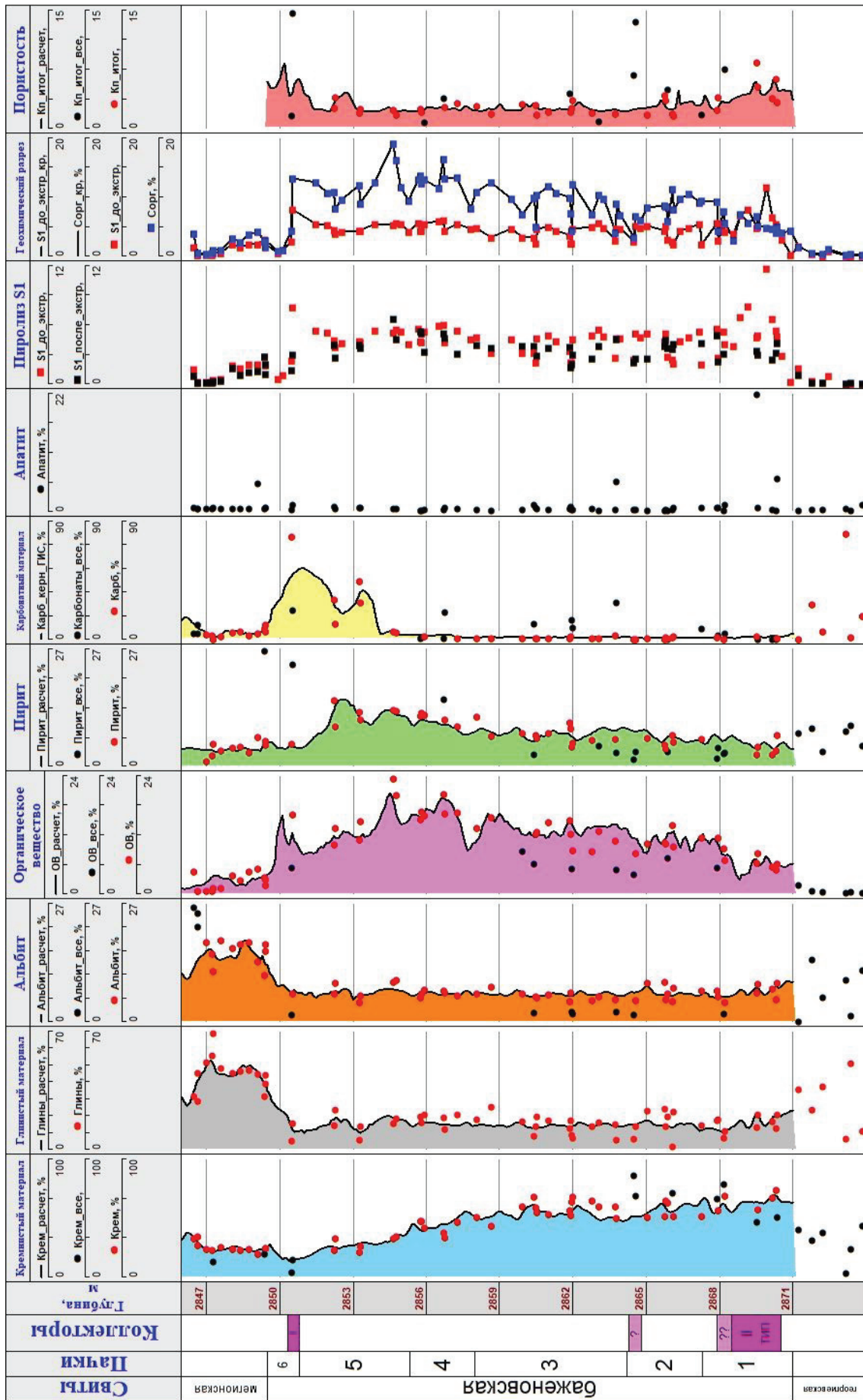


Рис. 2. Планшет с геологической информацией по одной из скважин с Дружной площади



### Список литературы

1. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западной Сибири // Недропользование XXI век. 2017. № 4. С. 68–101.
2. Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Жигульский И. А. Литология баженовской свиты в районах Хантейской гемиантеклизы и Межовского мегамыса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа. 2016. № 6. С. 87–96.
3. Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В., Сотнич И.С., Ян П. А. Геохимия битумоидов баженовской свиты // Геология нефти и газа. 2018а. № 2. С. 79–88.
4. Конторович А.Э., Родякин С.В., Бурштейн Л.М., Костырева Е.А., Рыжкова С.В., Ян П. А. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты // Геология нефти и газа. 2018б. № 5. С. 61–73.

## ПОДСЕКЦИЯ 3

### НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-189-191

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕТОДОМ ЧИСЛЕННОГО РЕШЕНИЯ ОБРАТНЫХ ЗАДАЧ \*

Д. А. Аминев<sup>1</sup>, М. Н. Кравченко<sup>1</sup>, Е. Р. Бадертдинова<sup>2</sup>

<sup>1</sup> РГУНиГ (НИУ) им. И. М. Губкина, Москва

<sup>2</sup> Казанский национальный исследовательский технологический университет  
(ФГБОУ ВО «КНИТУ»), Казань

**Аннотация.** Задача определения текущих фильтрационно-емкостных параметров нефтематеринских отложений является наиболее актуальной в выборе метода воздействия на залежь и контроля за ее разработкой. Для интерпретации гидродинамических исследований данных пластов реализован численный код, описывающий влияние нелинейного характера течения, изменения фильтрационно-емкостных параметров пористой матрицы, влияния ствола скважины, термодинамического состояния фаз и температурного градиента.

**Ключевые слова:** Предельный градиент давления, термогидродинамические исследования, численное моделирование.

#### FILTRATION AND RESERVOIR PROPERTIES DETERMINATION OF OIL-SOURCE DEPOSITS BY INVERSE PROBLEMS NUMERICAL SOLUTION

D. Aminev<sup>1</sup>, M. Kravchenko<sup>1</sup>, E. Badertdinova<sup>2</sup>

<sup>1</sup> National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow

<sup>2</sup> Kazan National Research Technological University, Kazan

**Annotation.** Filtration and reservoir properties determination of oil-source deposits is the most actual task for choosing the EOR method and production system. Numerical code is implemented for the hydrodynamic studies interpretation of these formations describing the influence of: nonlinear flow nature, filtration-capacitance parameters changing, borehole influence, thermodynamic phase condition and the temperature gradient.

**Key words:** Limiting pressure gradient, thermohydrodynamic research, numerical simulation.

---

© Д. А. Аминев, М. Н. Кравченко, Е. Р. Бадертдинова, 2021

\* Работа поддержана грантом РФФИ № 19-07-00433 А.

Выбор методов воздействия на нефтематеринские залежи определяет успешность разработки подобных запасов, которые относят к трудноизвлекаемым ввиду низкой пористости и проницаемости коллектора и наличия углеводородов различной степени зрелости. Кероген, содержащийся в виде твердой углеводородной части, составляющей долю минерального скелета, и вязкая тяжелая нефть в поровом пространстве, проявляющая неньютоновские свойства при фильтрации, характерны не только для новых месторождений, таких как пласты Баженовской свиты, но и для пластов в поздней стадии разработки, например, залежей республики Татарстан [1]. Тип керогена и стадия катагенеза определяют генерационный потенциал пласта, структуру коллектора и коэффициент извлечения нефти (КИН).

Для выбора оптимальных методов разработки чрезвычайно важно иметь достоверную информацию о фильтрационно-емкостных параметрах пласта-коллектора. В этом плане численное моделирование позволяет решать, как прямые, так и обратные задачи теории фильтрации, путем сопоставления расчетных и промысловых данных. Для определения свойств горной породы и насыщающего ее флюида проводятся полевые геофизические исследования, которые, как правило, интерпретируются на основе упрощенного подхода, основанного на линейном законе фильтрации Дарси и решении уравнения пьезопроводности [2]. Такой подход часто приводит к существенным погрешностям, особенно, когда при фильтрации пластовая жидкость проявляет нелинейные свойства. Кероген, содержащийся в нефтематеринских залежах и, как правило, состоящий из полимерных органических соединений, в процессе термического воздействия выделяет высоковязкий флюид. Количественный расчет *n*-алканов, *n*-алкенов и ароматических соединений в продуктах пиролиза керогенов, выделенных из доманиковых отложений Восточно-Европейской платформы показал их высокое содержание [3]. Следовательно, продукты термической обработки керогена в процессе их фильтрации в низкопроницаемых коллекторах с низкой скоростью фильтрации могут проявлять неньютоновские свойства, из чего следует, что процесс течения и интерпретации ГДИС такого рода флюидов должен быть описан с учетом их реологии.

Проблема интерпретации результатов геофизических исследований с учетом неньютоновской реологии флюида может быть выполнена путем создания расчетных модулей, позволяющих получить требуемые характеристики, используя численные решения обратных задач теории фильтрации. Суть предлагаемого авторами подхода заключается в определении параметров пласта и флюида на основе итерационных методов решения уравнений сохранения массы, фильтрации с предельным градиентом и уравнения энергии с учетом конвективного переноса тепла и эффекта Джоуля — Томпсона [4], который проявляется в том числе для конденсированных флюидов. Авторами были созданы несколько собственных расчетных кодов, позволяющих решать обратные задачи в описанных выше случаях, базируясь на классических интегро-интерполяционных методах [5]. Для получения более точных результатов в зоне высоких сопротивлений, область фильтрации покрывалась неравномерной сеткой, сгущающейся к скважине по логарифмическому закону.

Результаты решения прямой задачи показали, что кривые падения давления и изменения температуры на забое скважины наиболее чувствительны к изменению проницаемости и коэффициента Джоуля-Томпсона. Предельный градиент давления влияет на конечные участки кривых изменения температуры и давления на забое. При этом решение прямых задач теории фильтрации, с введением искусственной погрешности, моделирующей точность геофизических данных, использовались в качестве верификационного теста для решения обратной задачи. Обратная задача решалась путем минимизации функционала с использованием градиентных методов.

Созданы оригинальные численные коды, которые позволяют решать, как прямые, так и обратные задачи теории фильтрации в нефтематеринских отложениях с учетом влияния не-

линейного характера течения, изменения фильтрационно-емкостных параметров пористой матрицы, влияния ствола скважины, термодинамического состояния фаз и температурного градиента.

### Список литературы

1. Kravchenko M.N. Hydrodynamic analysis of pyrolytic studies for the kerogen-containing rocks of Romashkinskoye field / M.N. Kravchenko, N.N. Dieva, G.A. Fatykhov // *Processes in GeoMedia*. 2021. Vol.3. №7. pp. 273–284.
2. Наумов А. Н. Решение обратной коэффициентной задачи для уравнений фильтрации / А. Н. Наумов. М.: ИПМ им. М. В. Келдыша РАН, 2006. 29 с.
3. Бушнев Д. А. Химическая структура керогена / Д. А. Бушнев, Н. С. Бурдельная // *Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН*. 2010. №9. С. 36–37.
4. Badertdinova E. R. Thermohydrodynamic Studies of Vertical Wells in Non-Linear Filtration / E. R. Badertdinova, R. M. Khairullin, V. R. Gadil'shina, M. Kh. Khairullin // *Lobachevskii Journal of Mathematics*. 2020. Vol.41. №7. pp. 1162–1166.
5. Самарский А. А. Численные методы / А. А. Самарский, А. В. Гулин. М.: Наука, 1989. 432 с.

УДК 553.98  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-192-195

**ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫЕ ВЕРХНЕУРСКИЕ КОЛЛЕКТОРА  
ПРОЛЮВИАЛЬНО-АЛЛЮВИАЛЬНЫХ КОНУСОВ ВЫНОСА МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
НЕФТИ ВОСТОЧНОГО КАЗАХСТАНА**

**В. Б. Белозёров, М. О. Коровин**

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск*

**Аннотация.** Изучены высокопроницаемые коллектора, позволяющие сделать объективный прогноз седиментационной модели для достоверных расчетов добычи нефти.

**Ключевые слова:** Высокопроницаемые коллектора, аллювиальные конуса выноса

**HIGH PERMEABILITY UPPER URASSIC RESERVOIRS WITHIN PROLUVIAL-  
ALLUVIAL FANS IN EASTERN KAZAKHSTAN OIL FIELDS**

**V. Belozеров, M. Korovin**

*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk*

**Annotation.** Highly permeable reservoirs have been studied, which make it possible to make an objective forecast of the sedimentation model for reliable calculations of oil production.

**Key words:** High permeable reservoir, alluvial fan

Пролювиально-аллювиальные отложения являются самостоятельными поисковыми объектами залежей углеводородов. Перспективы их нефтегазоносности во многом обусловлены качеством формирования коллектора, что предопределяется типом конуса выноса [1]. В зависимости от плотности потока, он может либо сразу разгружать несортированную массу грубых обломков в песчано-глинистом матриксе (вязкий селевый поток), либо разделяться на почти прямые русла, по которым разнотерный материал будет переноситься и дальше, приобретая грубую сортировку и формируя коллектора с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (жидкий русловой поток). Примером залежи углеводородов в конусах выноса жидкого руслового потока может служить Акшабулакское месторождение нефти.

Акшабулакское поднятие в тектоническом отношении осложняет зону сочленения Аксайской горст-антиклинали и Акшабулакской грабен-синклинали, выделяемых в пределах Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна восточного Казахстана [2]. Основные запасы нефти Акшабулакского месторождения сосредоточены в верхнеюрском пласте ЮШт. Формирование коллектора обусловлено разрушением гранито-гнейсового массива, выходящего на эрозионную поверхность фундамента горст-антиклинали западнее рассматриваемой площади [3].

Продуктивный пласт, залегающий непосредственно на образованиях фундамента, слагают грубозернистые обломочные разности дифференцированной окатанности. Отмечается неравномерное распределение толщин коллектора в пределах рассматриваемой площади (см. рисунок, а).



Минимальные зоны толщин (до 2 м), осложненные участками выклинивания коллектора, характерны для западной части поднятия, а участки наращивания мощности коллектора отмечаются на востоке, в направлении Акшабулакской грабен-синклинали. Нефтеносность пласта ЮШт контролируется как структурным планом, так и наличием литологических экранов и тектонических нарушений субширотной ориентировки.

Основным породообразующим минералом продуктивного коллектора является кварц, процентное содержание которого изменяется в пределах от 70 до 90 %. Отмечается низкое содержание глинистых фракций (3-5 %), представленных преимущественно каолинитом (50-90 %). Преобладание в гранулометрическом составе фракции от 0,25 до 1 мм и более, несмотря на грубую сортировку обломочного материала, предопределяет высокие фильтрационно-емкостные свойства коллектора. При значениях пористости от 16 до 18 % проницаемость может изменяться от 10 мД до 10 Дарси и более.

В пределах месторождения отмечается градационная слоистость продуктивного коллектора, обусловленная в основном переслаиванием разностей различного гранулометрического состава. Бессистемное распределение крупных агрегатов кварца по разрезу пласта свидетельствует о его транспортировке совместно с более тонкозернистыми осадками. Подобный механизм транспортировки характерен для потоковых фаций с переменным гидродинамическим режимом седиментации, что характерно для осадков многорусловых рек и пролювиально-аллювиальных отложений конусов выноса.

На диаграмме Пассеги основной массив данных гранулометрических исследований соответствует области формирования отложений в условиях активного заполнения канала, что не противоречит модели пролювиально-аллювиального конуса выноса, формирование которого обусловлено наличием совокупности активных потоковых систем, изменяющих свое положение во времени и пространстве. Отдельные определения с низкими коэффициентами сортировки обломочного материала расположены за пределами выделяемой области в зоне, свойственной отложениям глинистых стоков [1, 4].

Фрагменты развития распределительных каналов подтверждаются данными сейсморазведки (см. рисунок, б) Полосовидная характеристика параметра акустического импеданса обусловлена наличием в разрезе песчаной составляющей пласта ЮШт линейных включений глинистых стоков, влияющих на петрофизическую характеристику коллектора.

На основе карт толщин и акустического импеданса можно предположить, что канал поступления терригенного материала находился в юго-западной части Акшабулакской площади. Основной поток далее распределялся в пределах выделяемых тектонических блоков формируя два самостоятельных конуса выноса — северный и южный.

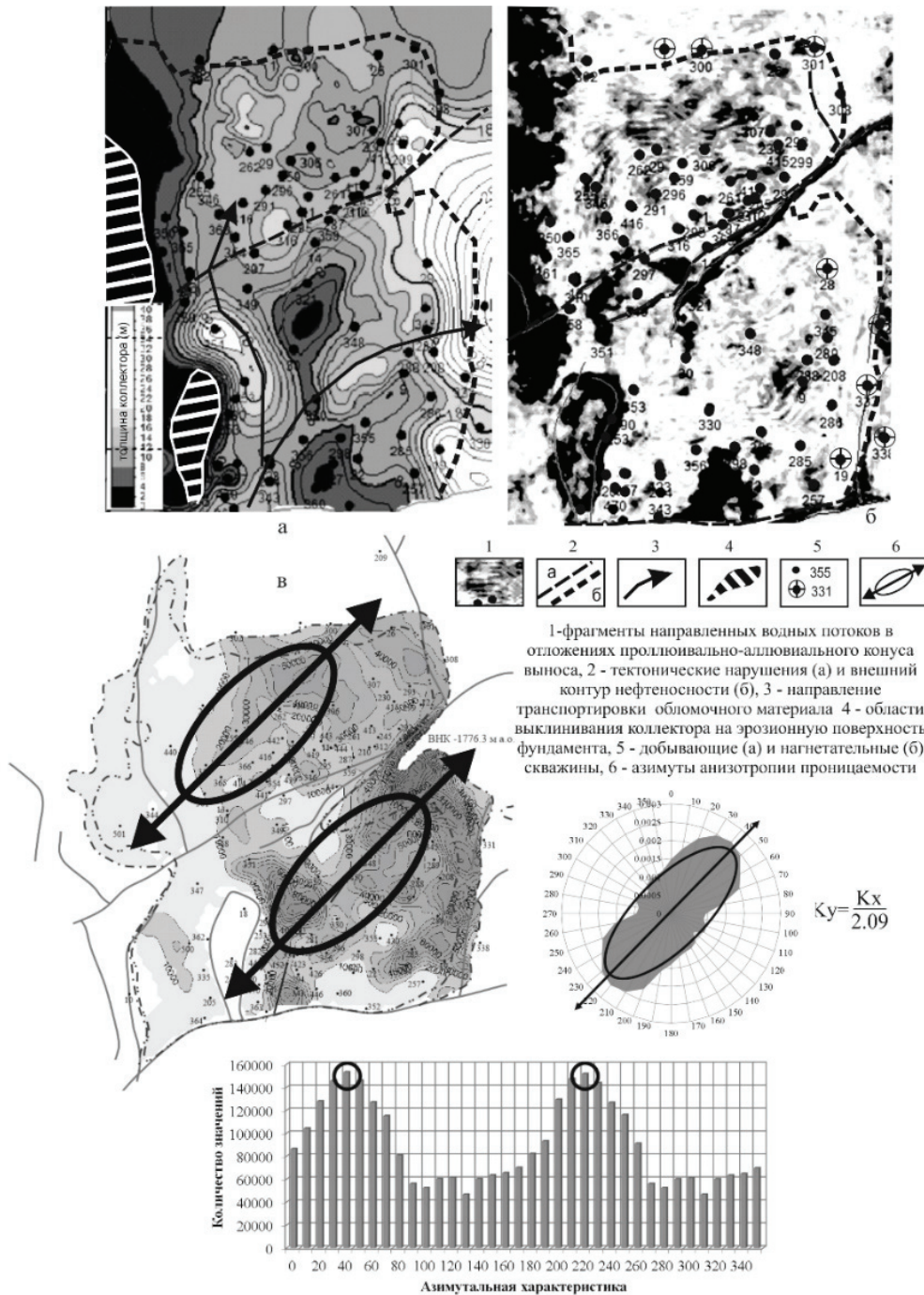
Фильтрационная анизотропия продуктивного пласта северо-восточной направленности в пределах выделяемых конусов выноса (рисунок 1в) изученная на основе данных геофизических исследований скважин [5], предопределена как направленной ориентацией зерновой массы в пределах руслового потока, так и совокупностью распределения в разрезе отложений глинистых стоков.

Значительное влияние фильтрационная анизотропия оказала на характер распределения в разрезе и по площади пласта нагнетательных и законтурных вод в процессе разработки залежи нефти. Сдерживая продвижение вод в субмеридиональном направлении, она способствовала быстрому их распространению в субширотном.

Учитывая высокие значения проницаемости коллектора нагнетательные и законтурные воды, имеющие более высокую плотность чем нефть, смешались в подошву пласта формируя протяженный «водоносный» клин западной ориентировки, охвативший практически всю территорию Акшабулакского месторождения. Такое распределение водонефтяных разделов в объеме продуктивного коллектора требует индивидуального подхода в планировании режи-

мов работы отдельных добывающих скважин, что не предусматривалось существующей схемой эксплуатации.

Особенности разработки залежи нефти пласта ЮШт Акшабулакского месторождения свидетельствуют о том, что объективный прогноз седиментационной модели продуктивного резервуара на ранней стадии освоения месторождения, основанный на комплексном сейсмо-геологическом анализе изучаемой толщи, позволяет выбрать оптимальную схему его эксплуатации.



Карта толщин (а), акустический импеданс (б) и результаты расчета анизотропии фильтрации по данным ГИС пласта ЮШт Акшабулакского месторождения нефти (в)

### Список литературы

1. Градзиньский Р., Костецкая А., Радомский А. и др. Седиментология. Пер. с польского. М.: Недра, 1980. 646 с.
2. Месторождения нефти и газа Казахстана: Справочник / Э. С. Воцалевский, Б. М. Куандыков, З. Е. Булекбаев и др. М.: Недра, 1993. С. 5.
3. Парагульгов Т. Х., Парагульгов Х. Х., Фазылов Е. М., Мусина Э. С. Южно-Торгайский осадочный бассейн вещественный состав и нефтегазоносность домезазойских образований (nblib.library.kz)
4. Белозеров В. Б., Коровин М. О. Роль фациального анализа в эффективности разработки залежей углеводородов // Газовая промышленность. 2017 №. 7 (755). С. 18–23 [526608-2017].
5. Коровин М. О. Определение количественных параметров фильтрационной анизотропии на основе комплексных данных геофизических и гидродинамических исследований скважин / Determination of filtration anisotropy quantitative characteristics on the basis of complex data of wells' geophysical and hydrodynamical studies / М. О. Коровин, В. П. Меркулов // Нефтепромысловое дело / Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности (ОАО ВНИИОЭНГ). 2015. № 1. С. 24–30.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДИНАМИКИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

**В. С. Жуков**

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

**Аннотация.** Разработка месторождений нефти и газа изменяет петрофизические свойства коллекторов нефти и газа. В работе представлены экспериментальные результаты при моделировании процесса разработки месторождений и оценки изменений петрофизических свойств коллекторов. Показано, что на изученных месторождениях возможные изменения петрофизических параметров для каждого из них существенно отличаются друг от друга. Выявленные зависимости и оценки изменений физических свойств коллекторов могут быть полезны при оптимизации процессов разработки месторождений.

**Ключевые слова:** горная порода, коллектор нефти и газа, пористость, сжимаемость пор, эффективное давление, разработка месторождений.

## EXPERIMENTAL STUDIES OF DYNAMICS PETROPHYSICAL PROPERTIES OF OIL AND GAS RESERVOIRS

**V. S. Zhukov**

*Schmidt Institute of Physics of the Earth, Russian Academy of Sciences, Moscow,*

**Annotation.** The development of oil and gas fields changes the petrophysical properties of oil and gas reservoirs. The paper presents experimental results in modeling the process of field development and evaluating changes in the petrophysical properties of reservoirs. It is shown that in the studied fields, the possible changes in the petrophysical parameters for each of them differ significantly from each other. The identified dependencies and estimates of changes in the physical properties of reservoirs can be useful in optimizing the processes of field development.

**Key words:** rock, oil and gas reservoir, porosity, pore compressibility, effective pressure, field development.

**Введение.** При разработке месторождений углеводородов происходят значительные изменения геологической среды, что, несомненно, влияет на современную геодинамику нефтегазового пласта [1, 2] изменяет напряженно-деформационное состояние горных пород и их физико-механические и реологические свойства [3, 4, 5], которые во многом определяют эксплуатационные характеристики коллекторов нефти и газа. С изменением напряженно-деформационного состояния связаны и такие явления, как обширные просадки земной поверхности и техногенные землетрясения на нефтегазовых месторождениях, активизация разломных зон, прогнозирование которых также является немаловажной задачей [2].



Целью исследований являлось определение влияния на коллекторские и физические свойства горных пород главного фактора — эффективного давления, сопровождающего процесс разработки месторождений [5–12] на примере продуктивных коллекторов ряда месторождений Западной и Восточной Сибири и шельфа Сахалина. Были проведены определения комплекса физических свойств образцов, полностью насыщенных моделью пластовой воды, в условиях, моделирующих пластовые [13] и моделирующих рост эффективного давления на 10 МПа, при разработке месторождений.

Под эффективным давлением  $P_{эф}$  понимается разница между всесторонним, давлением ( $P_{вс}$ ) и поровым (пластовым) давлением ( $P_{пл}$ ):  $P_{эф} = P_{вс} - nP_{пл}$ , (1), где,  $n$  — коэффициент Биота, характеризующий долю порового давления, противодействующую всестороннему давлению (обычно  $n$  принимается равным единице);

**Ямбургское месторождение.** Исследовались породы ачимовской толщи, которая является одной из перспективных для прироста запасов газа и увеличения добычи на месторождениях Западной Сибири. Исследованная коллекция состояла из 8 типичных образцов горных пород, отобранных из пластов Ач-01 и Ач-3 (глубина 3500-3750 м) и представленных песчаниками и алевролитами, имевшими в атмосферных условиях открытую пористость от 11,3 до 15,7 % и абсолютную проницаемость от 0,53 до 5,4 мД [14]. В процессе проведения экспериментальных испытаний коллекции образцов проводилось увеличение  $P_{эф}$  с 2,0 до 70,0 МПа при постоянном поровом давлении и температуре, соответствующих условиям начала разработки залежи.

Данные об изменениях средних значений коэффициента пористости, параметра пористости, скорости распространения продольных волн, объемного веса, сжимаемости порового пространства всех исследованных образцов коллектора при росте  $P_{эф}$  до величины, действующей в пласте [5] и дальнейшем его увеличении на 10 МПа были нормированы на величину этих параметров при  $P_{эф}$  2,0 МПа (атмосферные условия). Изменения нормированных параметров от  $P_{эф}$  приведены на рис. 1.

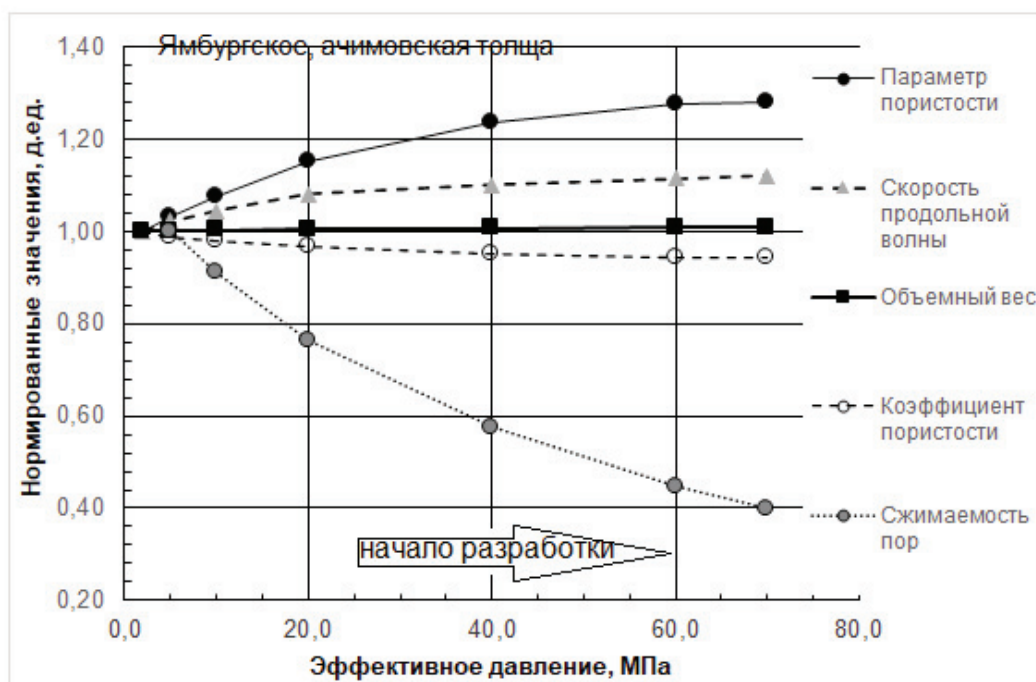


Рис. 1. Изменения нормированных значений ряда петрофизических параметров ачимовских коллекторов Ямбургского месторождения от эффективного давления



**Тас-Юряхское.** С целью исследования влияния изменения  $P_{эф}$  на коллекторские и физические свойства горных пород Тас-Юряхского месторождения Восточной Сибири были проведены определения физических свойств образцов, полностью насыщенных моделью пластовой воды, в условиях, моделирующих пластовые. Изучение проницаемости по газу при увеличении  $P_{эф}$  выполнено на сухих образцах. Было исследовано более 90 образцов из 4 скважин, представленных терригенными отложениями (песчаники, алевролиты, гравелиты) ботуобинского и талахского горизонтов вендского возраста, залегающими на глубинах от 1900 до 2000 м. В атмосферных условиях диапазон изменений пористости образцов составлял от 4,90 % до 22,2 %, проницаемость образцов по газу изменялась от 23,7 до 750,0 мД.

Образцы исследовались при увеличении  $P_{эф}$  с начального значения 2,0 МПа до пластового 37,5 МПа и далее до 47,5 МПа, после снижения  $P_{пл}$  на 10,0 МПа. Для каждого параметра по данным исследований керна построены зависимости средних значений от  $P_{эф}$  [9, 10]. Средние значения коэффициента пористости, параметра пористости, скорости распространения продольных волн, объемного веса, сжимаемости порового пространства всех исследованных образцов при текущих  $P_{эф}$  были нормированы на величину этих параметров при начальном  $P_{эф}$  2,0 МПа (атмосферные условия) и приведены на рис. 2.

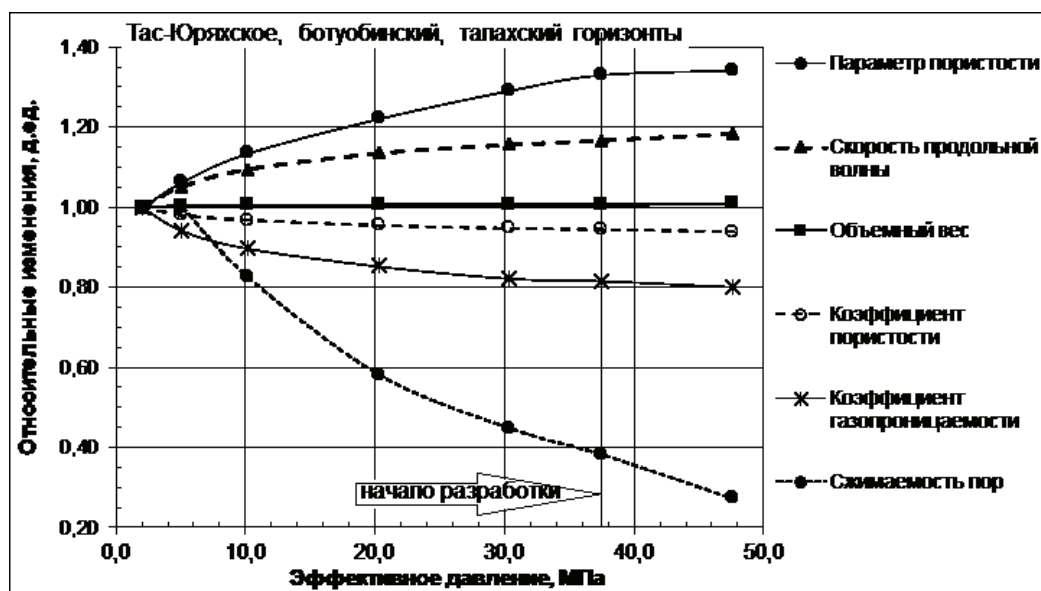


Рис. 2. Изменения нормированных значений параметров коллекторов ботуобинского и талахского горизонтов Тас-Юряхского месторождения от эффективного давления

**Южно-Кириновское.** Исследованы образцы отложений дагинской свиты ниже и средне-миоценового возраста Южно-Кириновского месторождения (скважины 1-8) –песчаников средне- и мелкозернистых алевролитистых и алевролитов песчанистых и глинистых, имевших в атмосферных условиях открытую пористость 2,9–28,5 % при газопроницаемости от 0,001 до 3150 мД. С целью влияния  $P_{эф}$  на физические свойства коллекторов на представительной коллекции из более 230 образцов проведены исследования в атмосферных условиях и при моделировании пластовых условий [8, 12]. Средние значения коэффициента пористости, параметра пористости, скорости распространения продольных волн, объемного веса, сжимаемости порового пространства исследованных образцов коллектора при текущих  $P_{эф}$  были нормированы на величину этих параметров при начальном  $P_{эф}$  2,0 МПа (атмосферные условия) и приведены на рис. 3.

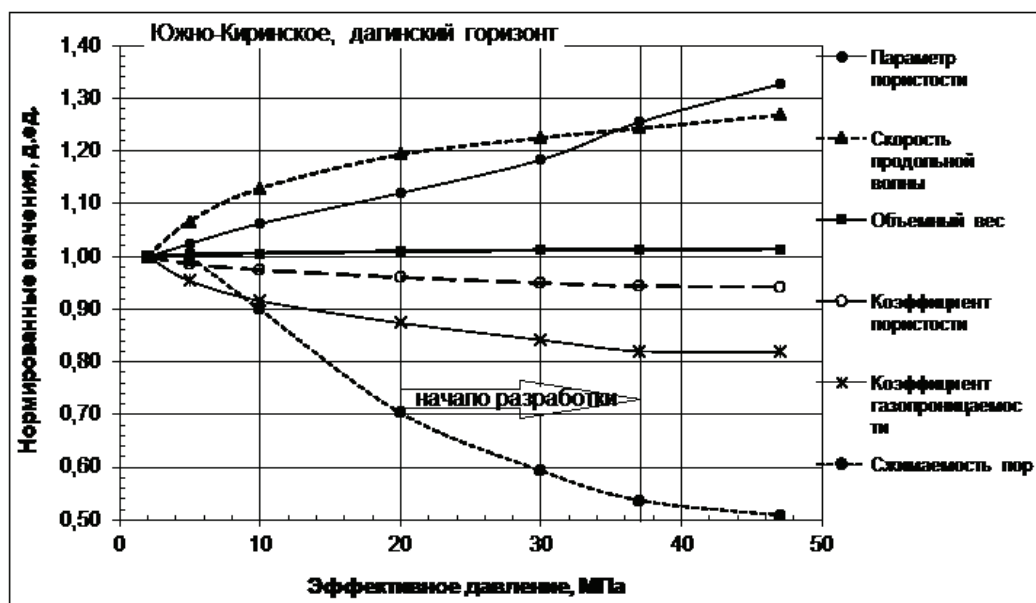


Рис. 3. Изменения нормированных значений параметров коллекторов дагинского горизонта Южно-Кириноского месторождения от эффективного давления

**Обсуждение.** Изменения средних нормированных значений ряда физических свойств построены в зависимости от изменения  $P_{эф}$  (см. рис. 1–3) и оценены их относительные изменения (см. таблицу) при увеличении  $P_{эф}$  на 10 МПа, сопровождающего снижение пластового давления. Принципы построения всех графиков аналогичны, однако изменения каждого физического свойства уникальны. При росте  $P_{эф}$  от начального до пластового максимальный увеличение наблюдается у электрического параметра — параметра пористости, а максимальное снижение у сжимаемости порового пространства. Минимальное увеличение выявлено для объемного веса, а минимальные снижение — для коэффициента пористости.

### Изменения параметров при увеличении эффективного давления на 10 МПа

Параметры	Ед. изм.	Ябургское				Тас-Юряхское				Южно-Кириносское			
		Эффективное давление, МПа		Изменение параметра		Эффективное давление, МПа		Изменение параметра		Эффективное давление, МПа		Изменение параметра	
		60,0	70,0	ед. изм.	отн. %	37,5	47,5	ед. изм.	отн. %	37,0	47,0	ед. изм.	отн. %
Кп	%	12,86	12,83	-0,0281	-0,206	12,65	12,58	-0,072	-0,568	20,97	20,93	-0,038	-0,181
Рп	б/р	42,47	42,49	0,0250	0,0752	55,59	56,06	0,478	0,859	18,30	19,35	1,053	5,754
Ур	км/с	4,016	4,040	0,0237	0,5903	4,660	4,732	0,072	1,547	3,469	3,539	0,070	2,016
Об. пл.	г/см <sup>3</sup>	2,3076	2,3080	0,0004	0,0184	2,313	2,314	0,0017	0,076	2,075	2,076	0,0007	0,036
b	1/ГПа	0,938	0,834	-0,1039	-11,078	1,583	1,128	-0,455	-28,73	0,1560	0,1478	-0,0083	-5,299
Кпр	мД					172,5	169,3	-3,153	-1,828	167,32	167,07	-0,242	-0,144

Экспериментальные результаты показали, что при снижении пластового давления на 10 МПа пористость уменьшилась на  $0,028 \div 0,072$  абсолютных %, а относительные изменения на  $0,181 \div 0,598$  относительных % для трех исследованных месторождений. Наибольшие снижения отмечены у сжимаемости пор: минимально на 0,0083 максимум на 0,455 1/ГПа, относительные изменения на  $5,299 \div 28,73$  %. Максимальное увеличение отмечено у скорости продольных волн на  $23,7 \div 72,1$  м/с или на  $0,59 \div 2,02$  %. Газопроницаемость снизилась на  $0,242 \div 3,15$  мД или на  $0,14 \div 1,83$  %. Можно отметить, что коллекторы Ямбургского и Тас-Юряхского месторождений имеют близкие значения пористости, но несмотря на это, выявлены значительно большие изменения петрофизических параметров для Тас-Юряхского месторождения. Отмечены близкие величины  $P_{эф}$  на Тас-Юряхском и Южно-Кирином месторождениях. Несмотря на это результаты исследований позволяют ожидать существенно больших (от 3 до 5 раз) относительных изменений пористости и сжимаемости пор на Тас-Юряхском месторождении по сравнению с Южно-Кирином при снижении  $P_{эф}$  на 10 МПа.

**Заключение.** Получены экспериментальные данные об изменениях ряда физических свойств коллектора при моделировании процесса разработки трех месторождений и сделаны оценки этих изменений. Показано, что несмотря на близкие значения пористости или пластовых условий на изученных месторождениях возможные изменения петрофизических параметров для каждого из них существенно отличаются друг от друга. Это определяет необходимость проведения дополнительных экспериментальных испытаний образцов в термобарических условиях, моделирующих пластовые каждого из месторождений, для выявления особенностей и причин изменений физических свойств коллекторов с целью повышения эффективности разработки месторождений нефти и газа. Полученные зависимости и оценки изменений физических свойств коллекторов могут быть использованы при оптимизации процессов разработки месторождений и для оценки степени изменения коллекторов.

### Список литературы

1. Кузьмин Ю. О., Жуков В. С. Современная геодинамика и вариации физических свойств горных пород. М.: Издательство МГГУ, 2004. 262с.
2. Жуков В. С., Кузьмин Ю. О. Оценка геодинамических факторов при разработке месторождений нефти и газа без поддержания пластового давления // В книге: «Разработка месторождений углеводородов» М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008 С. 242–255.
3. Жуков В. С. Динамика физико-механических свойств горных пород (динамическая петрофизика) / В. С. Жуков // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2002. № 9. С. 59–63.
4. Жуков В. С. Лабораторное моделирование снижения пластового давления при разработке месторождений нефти и газа / В. С. Жуков // Бурение и нефть. 2006. № 1. С. 8–9.
5. Жуков В. С. Основные причины изменения комплекса физических свойств коллекторов при разработке месторождений УВ // Научно-технический сборник Вести газовой науки. -2014. № 4(20). С. 174–183.
6. Добрынин В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа / В. М. Добрынин / М.: Недра. 1965. 163с.
7. Жуков, В. С. Оценка изменений физических свойств коллекторов, вызванных разработкой месторождений нефти и газа / В. С. Жуков // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2010. № 6. С. 341–349
8. Жуков В. С. Изменение физических свойств коллектора как результат роста эффективного давления в процессе разработки месторождения (моделирование на примере Южно-Ки-

ринского месторождения) / В. С. Жуков, Иванов П. Ю. // Научно-технический сборник Вести газовой науки 2015. № 4(24). С. 144–148.

9. Жуков, В. С. Динамика физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа / В. С. Жуков, Семенов Е. О., Кузьмин Ю. О. // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2018. № 5(37). С. 82–99.

10. Жуков В. С., Седнев М. В. Изменение физических свойств коллектора при моделировании роста эффективного давления (на примере Тас-Юряхского месторождения) / «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России 2018». XII Всероссийская научно-техническая конференция: труды конференции / М.: РГУ Н и Г. 2018. С. 142–151.

11. Плешков, И. В. Оценка изменений физических свойств образцов коллектора Южно-Кириного НГКМ при росте эффективного давления / И. В. Плешков, Жуков В. С. // Новые идеи в геологии нефти и газа 2017: Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции), Москва, 25–26 мая 2017 года / Ответственный редактор А. В. Ступакова. Москва: Издательство «Перо», 2017. С. 253–258.

12. Жуков, В. С. Изменения структуры порового пространства коллекторов дагинского горизонта при моделировании пластовых условий / В. С. Жуков, Чуриков Ю. М., Моторыгин В. В. // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2017. № 3(31). С. 238–246.

13. Жуков В. С., Люгай Д. В. Определение фильтрационно-емкостных и упругих свойств и электрических параметров образцов горных пород при моделировании пластовых условий: учебно-методическое пособие М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2016. 56с.

14. Влияние пластовых термобарических условий на петрофизические характеристики образцов горных пород ачимовской толщи / А. Е. Рыжов, Жуков В. С., Иселидзе О. В., Григорьев Е. Б. // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2010. № 1(4). С. 145–156.

УДК 553.98  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-202-204

## ПРОСТРАНСТВЕННЫЙ УЧЕТ АНИЗОТРОПИИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ

**М. О. Коровин**

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск*

**Аннотация.** Изучены подходы к моделированию и учету анизотропии проницаемости в песчаных пластах-коллекторах.

**Ключевые слова:** проницаемость, анизотропия, моделирование

## RESERVOIRS FILTRATION PROPERTIES ANISOTROPY ACCOUNTING

**M. Korovin**

*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk*

**Annotation.** Filtration anisotropy cases accounted and modelled in sandstone reservoirs. Different

**Key words:** permeability, anisotropy, modeling

Перемещение флюидов в пластовом и межпластовом пространстве отмечается по направлениям, которые обусловлены наличием азимутально разнонаправленных неоднородностей в горных породах. Данные по фактической добыче (дебиты нефти) подтверждают наличие данного феномена. Влияние неоднородности на флуктуацию дебитов нефти также отражается в переводе добывающих скважин в нагнетательные, а также в разнящихся свойствах пород по латерали. Неоднородность определяется типом осадконакопления, процессами тектонической природы и карбонатизацией.

Для карбонатных коллекторов существует описанная методика интерпретации. В случае терригенных коллекторов такой однозначной методики интерпретации и учета влияния анизотропных факторов нет. Также следует отметить более обширную область распространения, сложность предопределения поведения флюида в процессе разработки, отсутствие явных причинно-следственных связей параметров, зависящих от геологического строения и обстановки осадконакопления.

Свойства коллекторов, как правило, делятся на емкостные (пористость) и фильтрационные (проницаемость). Пористость зависит от процесса осадконакопления, проницаемость закономерно зависит от упорядоченного направления порового пространства. На основании предположения о фациальных и петрофизических неоднородностях пород, содержащихся в пределах месторождения, исследователи отмечают, что вытеснение углеводородов из насыщенных пластов-коллекторов контролируется в основном пространственным распространением проницаемости.

Однако текущее состояние выработки запасов существующих месторождений ставит перед учеными задачу о пересмотре традиционной теоретической интерпретации геологического пространства как однородного.



Проблема, которую необходимо решить, заключается в недостаточном теоретическом обосновании влияния параметров неоднородности на начальную стадию разработки месторождения и необходимости выявления, количественной оценки анизотропных характеристик пород месторождения, создания методических рекомендаций по проведению специализированных исследований и интерпретации их результатов для последующего учета в геологической и гидродинамической моделях при планировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи. Весьма необходимой представляется разработка методики учета влияния анизотропии проницаемости, которая бы была доступной, достаточно простой, надежной и недорогостоящей.

Целью настоящего исследования является составление методики последовательности действий по определению параметров горизонтальной анизотропии проницаемости и учете в геологическом и гидродинамическом моделировании.

Полученные результаты свидетельствуют о необходимости обязательного учета вертикальной проницаемости при моделировании нефтяных месторождений. В особенности, когда это касается создания гидродинамической модели. Учет влияния компоненты проницаемости в вертикальной плоскости необходим для распределения достоверных значений проницаемости по разрезу и получения гидродинамической модели, на основании которой будут проводиться корректные расчеты добычи углеводородов.

Стандартный набор зависимостей для вертикальной компоненты проницаемости можно получить достаточно быстро. При этом преимущества адаптации разработки заключаются в наличии закона (формулы) распределения дополнительного параметра проницаемости, уточнении геологической и гидродинамической моделей, более точном прогнозе характеристик добычи и более эффективном планировании геолого-технических мероприятий и применения методов увеличения нефтеотдачи.

Остается проблема недостаточности или отсутствия данных для построения соответствующих зависимостей вертикальной проницаемости от пористости или горизонтальной проницаемости. Для решения подобной проблемы можно для близлежащих месторождений использовать изучаемое месторождение в качестве опорного, и для месторождений с аналогичными условиями осадконакопления — в качестве месторождения-аналога. Также необходимо провести комплексный анализ распределения значений вертикальной проницаемости на разных месторождениях. Это позволит посмотреть на распределение параметров со стороны изменения фациальной обстановки осадконакопления и седиментационных процессов.

Необходимо помнить, что карта распределения свойств проницаемости — это не финальный шаг в моделировании потока флюидов. Далее следуют этапы геологического и гидродинамического моделирования. На этих этапах наглядно видно распределение свойств в трехмерном пространстве и характеристики фильтрации и добычи.

Если рассматривать вопрос с позиции дополнительных данных, то здесь основной упор будет на данные геометрического распределения осадочных тел обстановок осадконакопления. Их соответствующее распределение иногда косвенно, а зачастую напрямую укажет на преимущественное направление потока улучшенной фильтрации. А это уже, в свою очередь, даст понимание о возможном наличии переходной зоны изменения направления проницаемости.

При создании и реализации такого подхода преследуются следующие цели: производственная — обеспечить добычу как можно большего количества углеводородов, практическая — разработать алгоритм, который позволит в автоматическом режиме получать тренд распределения свойств, научная — досконально изучить вопрос и постараться определить направление того потока сноса осадочного материала, который имел место быть в период осадконакопления. Необходимо отметить, что в данной статье подобную научную задачу возможно и не удастся решить, но приблизиться к ее решению однозначно получится.

Реализация более плавного перехода проницаемости при переходе между различными зонами не затронет экономическую составляющую уже разработанной методики по учету параметров анизотропии. Такой вывод исходит из того, что количество входных данных не увеличивается, проводятся лишь дополнительные математические расчеты, которые не занимают много времени на современных компьютерных мощностях.

Проведенный комплекс научно-исследовательских работ по изучению и учету анизотропных характеристик позволяет сделать следующие выводы:

1. Обстановки осадконакопления определяют направление улучшенных фильтрационных свойств. Становится возможным оконтурить зоны со значительно улучшенными свойствами коллекторов. Распределение фациальных обстановок сопровождает эти зоны и формирует коллектор.

2. Трассерные исследования однозначно подтверждают наличие пластов повышенной неоднородности. Направление анизотропии определяется однозначно при качественных исследованиях. Эти данные используются для подтверждения разработанной методики.

3. Направление распределения величин проницаемости в межскважинном пространстве необходимо учитывать при создании геологических и гидродинамических моделей. Только в этом случае удастся прогнозировать достоверные параметры добычи.

4. Величины проницаемости, распределенной по площади, подтверждают данные проницаемости, полученные по гидродинамическим исследованиям.

5. С момента получения первичных геофизических данных целесообразно делать расчеты и выводы о наличии неоднородности и определении направления.

6. Анализ карт изолиний геофизических параметров и их градиентов максимально точно оценивает азимутальное направление неоднородности проницаемости.

## Список литературы

1. Коровин М. О. Специализированный анализ керна для изучения анизотропии коллекторов нефти и газа // Геофизика. 2014. Т. 324. № 1. С. 87–92.

2. Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН «Гео», 2002. 253 с.

3. Роль мезозойско-кайнозойской тектоники в формировании залежей углеводородов в южных частях Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины / В. А. Конторович, М. В. Соловьев, Л. М. Калинина, А. Ю. Калинин // Геология и геофизика. 2011. Т. 8. С. 1075–1091.

4. Коровин М. О. Методика количественной оценки латеральной анизотропии фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов на базе комплексного анализа геолого-геофизических данных: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Томск, 2017. 108 с.

5. Коровин М. О. Учет влияния вертикальной проницаемости на адаптацию месторождения с терригенным типом коллектора = Vertical permeability effect on terrigenous oil field reservoir adaptation // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2021 Т. 332 №. 3. С. 20-28

6. Коровин М. О. Учет влияния вертикальной проницаемости на адаптацию месторождения с терригенным типом коллектора / М. О. Коровин // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. Инжиниринг георесурсов / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ) . 2021 . Т. 332, № 3 . [С. 20-28] . Заглавие с титульного листа. [Библиогр.: с. 25-26 (26 назв.)]. ISSN 2413-1830.

УДК 624.138+622.692.4.053  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-205-208

## ПРИМЕНЕНИЕ КРИОГЕЛЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ГРУНТОВ ПРИ СООРУЖЕНИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Е. В. Никулин, П. В. Бурков \*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск*

**Аннотация.** В настоящей статье рассматриваются актуальные проблемы при сооружении магистральных трубопроводов в районах России с вечномёрзлыми грунтами и предлагается применение криогелей для повышения несущей способности данных грунтов.

**Ключевые слова:** Криогель, вечномёрзлый грунт, несущая способность грунтов, предел прочности на одноосное сжатие.

## THE USE OF CRYOGELS TO INCREASE THE LOAD-BEARING CAPACITY OF SOILS IN THE TRUNK PIPELINES CONSTRUCTION

E. V. Nikulin, P. V. Burkov

*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk*

**Annotation.** The current problems of the trunk pipelines construction in Russian regions with the permafrost soils are observed and the use of cryogels to increase the load-bearing capacity of soils is proposed in the article.

**Key words:** Cryogel, permafrost soil, the load-bearing capacity of the soil, uniaxial compressive strength.

Сооружение магистральных трубопроводов в районах России (Арктика, Дальний Восток, Западная Сибирь [1, 2, 3]) с вечномёрзлыми грунтами является экономически затратным процессом. Это связано, прежде всего, со сложными инженерно-геологическими условиями данной территории, которые влияют на надежность работы трубопровода. Здесь можно отметить морозные пучения, сезонные оттаивание и замерзание грунта, дефляцию, солифлюкцию, термокаст, термоабразию и другие процессы [1], которые приводят к просадке грунта, к изменениям его температуры, что негативно сказывается на сооруженном трубопроводе, изменяет его проектное положение.

Возникающие ввиду указанных причин повреждения на теле проложенной трубы могут привести к разливу нефти, что особенно опасно в регионах с вечномёрзлыми грунтами. Это связано с невысокой биологической активностью в таких условиях, что, в свою очередь, вызывает затруднения в восстановлении экосистемы указанных регионов.

Чтобы избежать последствий просадок и оседаний грунтов (чтобы повысить их несущую способность), можно применять криогели на основе поливинилового спирта. Исследования в этой области отражены, например, в работе [4], где авторы установили, что при рассмо-

трении напряженно-деформированного состояния трубопровода (для анализа использовался программный комплекс ANSYS) в основании, закрепленном криогелем, напряжения в модели уменьшились больше, чем в 2 раза (с 300 до 124 МПа).

В свою очередь, согласно [4, 5], криогели упрочняются после их замораживания/размораживания, что и характерно для верхних слоев грунтов (сезонные оттаивание и замерзание) северных регионов России, как указывалось ранее. Также в [5] отмечается экологичность криогелей: за счет их водоизолирующих свойств создаются благоприятные условия для корневых систем растений в зимний период.

В настоящей работе в качестве упрочняемого грунта оснований рассмотрена глина ввиду ее распространенности и хорошей способности к влагонасыщению с различным содержанием криогеля. Критерием оценки несущей способности является предел прочности на одноосное сжатие грунта.

Для лабораторных испытаний были подготовлены образцы из глины массой 220 г. в соответствии с [6] (рисунок 1). С целью выявления оптимального соотношения количества криогеля к испытываемому грунту были использованы составы «глина+криогель» с различным процентным содержанием полимера (таблица 1). С целью определения среднего значения характеристик испытываемых образцов подготовлено по 3 образца для каждого типа испытываемого грунта.

### Составы «глина+криогель»

Номер испытываемого образца грунта: состав	Массовый состав компонентов, г	Номер испытываемого образца грунта: состав	Массовый состав компонентов, г
1.1: глина+криогель 5 %	209+11	4.2: глина+криогель 5 %+вода 10 %+песок 5 %	176+11+22+11
1.2: глина+криогель 10 %	198+22	4.3: глина+криогель 1 %+вода 10 %+песок 10 %	173,8+2,2+22+22
1.3: глина+криогель 20 %	176+44	4.4: глина+криогель 5 %+вода 10 %+песок 10 %	165+11+22+22
2.1: глина+криогель 10 %+ песок 5 %	187+22+11	4.5: глина+криогель 1 %+вода 10 %+песок 15 %	162,8+2,2+22+33
2.2: глина+криогель 10 %+ песок 10 %	176+22+22	4.6: глина+криогель 5 %+вода 10 %+песок 15 %	154+11+22+33
2.3: глина+криогель 10 %+ песок 15 %	165+22+33		
3.1: глина+вода 10 %	198+22		
3.2: глина+криогель 1 %+вода 10 %	195,8+2,2+22		
3.3: глина+криогель 5 %+ вода 10 %	187+11+22		
4.1: глина+криогель 1 %+ вода 10 %+песок 5 %	184,8+2,2+22+11		

Испытуемые образцы были выдержаны в течение 15 часов при температуре минус 5 °С, а после — извлечены в условия комнатной температуры (20 °С). Спустя 2 часа были организованы работы по определению предела прочности при одноосном сжатии согласно [7].

Обобщая итоги всех испытаний, зафиксировано, что наибольший предел прочности на одноосное сжатие имеется у смеси 1.1 «глина+криогель 5 %» (рис. 2). Необходимо отметить, что испытываемые образцы подверглись только одному циклу замораживание/размораживание.

Можно сделать выводы:

1. Производство работ по укреплению грунтов имеет смысл при процентном содержании криогеля в грунте не более 5 %. При этом наблюдается повышение несущей способности

(предела прочности на сжатие) смеси «глина+криогель 5 %» в 2,7 раза в сравнении с обычным грунтом (образец «глина+вода 10 %»).

2. Исходя из того факта, что в северных регионах России располагаются большие запасы углеводородов, можно предположить, что методы повышения надежности эксплуатации магистральных трубопроводов путем увеличения несущей способности грунтов будут развиваться. И как видно из результатов проведенных лабораторных испытаний, применение криогелей — перспективный для решения указанной проблемы способ.

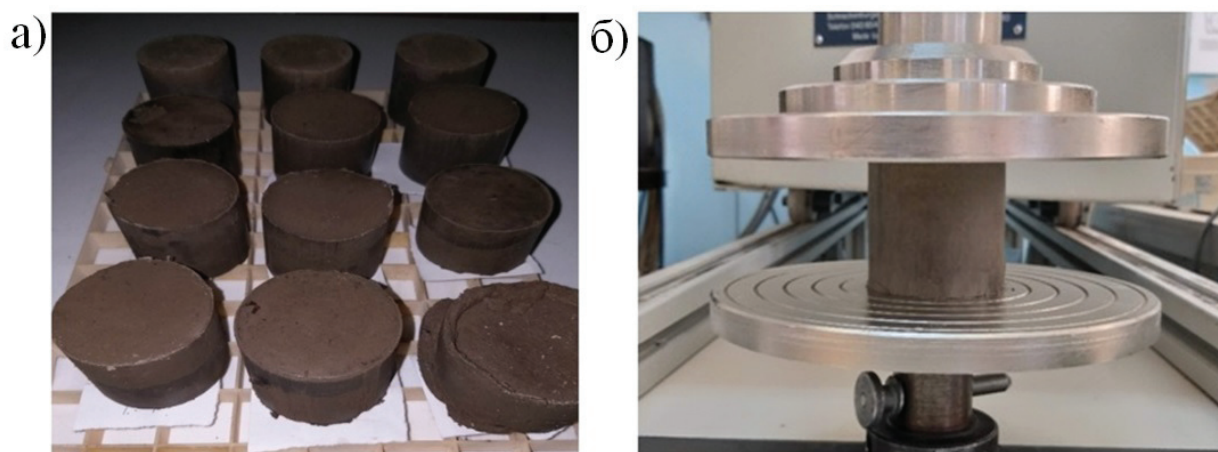


Рис. 1. Образцы: а) подготовка; б) испытание

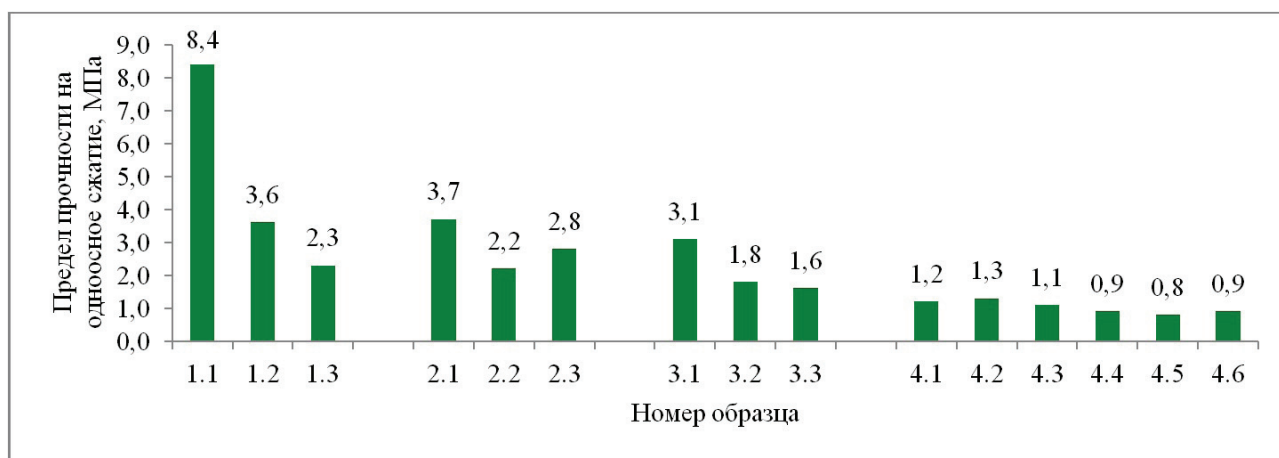


Рис. 2. Результаты испытаний (предел прочности на одноосное сжатие)

### Список литературы

1. Осадчая Г.Г., Шполянская Н.А. Географические особенности изменчивости геокриологических характеристик большеземельской тундры // Международный научно-исследовательский журнал, часть 1. 2021. №2 (104). С. 124–131.
2. Распоряжение Правительства РФ «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года» от 28.12.2009 № 2094-р // Правительство России официальный сайт government.ru.
3. Указ Президента Российской Федерации «О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года»



от 26.10.2020 № 645 // Официальный интернет-портал правовой информации publication.pravo.gov.ru.

4. Алтунина Л. К., Бурков П. В., Бурков В. П., Дудников В. Ю., Осадчая Г. Г. Организационно-технические мероприятия по использованию криогелей для повышения несущей способности грунтов при строительстве и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. № 9(2). С. 164–173.

5. Алтунина Л. К., Бурков В. П., Бурков П. В., Дудников В. Ю., Осадчая Г. Г., Овсянникова В. С., Фуфаева М. С. Применение криогелей для решения задач рационального природопользования и эксплуатации объектов магистральных трубопроводов в условиях Арктики // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. № 2(10). С. 173–185.

6. ГОСТ 30416-2012. Грунты. Лабораторные испытания. Общие положения. Введен 01.07.2013 г. М.: Стандартиформ, 2018. 12 с.

7. ГОСТ 12248-2010. Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости (с Поправкой). Введен 01.01.2012 г. М.: Стандартиформ, 2011. 78 с.

## ИЗУЧЕНИЕ МЕХАНИЗМА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИБРИДНЫХ ГРАФЕНОПОДОБНЫХ НАНОФЛЮИДОВ

Ю. В. Пахаруков<sup>1,2</sup>, Ф. К. Шабиев<sup>1,2</sup>, Р. Ф. Сафаргалиев<sup>1,2</sup>,  
Б. С. Ездин<sup>3</sup>, А. Е. Зарвин<sup>3</sup>, В. В. Каляда<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Тюменский государственный университет, Тюмень

<sup>2</sup> Тюменский индустриальный университет Тюмень

<sup>3</sup> Новосибирский государственный университет Новосибирск

**Аннотация.** В наши дни происходит перераспределение структуры запасов нефти, в сторону увеличения доли трудно извлекаемой нефти (ТРИЗ). Объем ТРИЗ в общем балансе добывающего фонда растет, по прогнозам экспертов он составит 60 и более процентов к 2033 году. Существенная часть ТРИЗ России относится к низко проницаемым и карбонатным коллекторам — 73 %, пласты с высоковязкой нефтью — 12 %, подгазовые зоны нефтегазовых залежей 15 %, и пластам, залегающим на больших глубинах — 7 %. Традиционно разработка производится заводнением пластов водой для поддержания пластового давления. При этом коэффициент извлечения нефти (КИН) не превышает 35-45 %. В связи с этим при актуальных становятся альтернативные методы увеличения КИН в работе представлены результаты разработки метода на основе гибридных наноплюидов.

**Ключевые слова:** нефть, трудноизвлекаемые запасы, коэффициент извлечения нефти, методы увеличения нефтеотдачи, графеновые наночастицы, самоорганизация.

## STUDYING THE MECHANISM OF OIL DISPLACEMENT FROM A POROUS MEDIUM USING HYBRID GRAPHENE-LIKE NANOFUIDS

Y. V. Paharukov<sup>1,2</sup>, F. K. Shabiev<sup>1,2</sup>, R. F. Safargaliev<sup>1,2</sup>,  
B. S. Ezdin<sup>3</sup>, A. E. Zarvin<sup>3</sup>, V. V. Kalyada<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Tyumen State University, Tyumen

<sup>2</sup> Tyumen Industrial University, Tyumen

<sup>3</sup> Novosibirsk State University, Novosibirsk

**Annotation.** These days, the structure of oil reserves is being redistributed, with an increasing share of hard-to-recover oil (TRIH). The volume of TRIH in the total balance of production is growing, with experts predicting that it will reach 60 percent or more by 2033. A significant portion of Russia's TRIH relates to low-permeability and carbonate reservoirs — 73 percent, high-viscosity oil reservoirs — 12 percent, under-gas zones of oil and gas reservoirs — 15 percent, and deep-water reservoirs — 7 percent. Development is traditionally carried out by flooding the reservoirs with water to maintain reservoir pressure. The oil recovery factor (ORF) does not exceed 35-45 %. In this connection, alternative methods of oil recovery factor increase are becoming topical, and in this paper, we present the results of method development based on hybrid nanofluids

**Key words:** oil, hard-to-recover reserves, oil recovery factor, enhanced oil recovery methods, graphene nanoparticles, self-organisation.

В последние годы применение амфифильных углеродных материалов в химических методах интенсификации добычи нефти вызывают особый интерес. Исследовательская группа под руководством Луо (Luo) [1] разработали и изготовили нанофлюид из амфифильных нанолистов на основе графена, который показал высокую эффективность при потоковых экспериментах. Эти твердые частицы спонтанно приближаются к границе раздела нефть-вода и снижают межфазное натяжение независимо от смачиваемости породы. Они сообщили, что создание упругих межфазных пленок между границей раздела нефть и вода может влиять на высокую эффективность извлечения нефти. В исследовании [2], авторы использовали наножидкость на основе графена на вторичной стадии добычи нефти, они сообщают об увеличении эффективности добычи нефти до 7,5 %. В работе [3] авторы разработали гибридные наночастицы на основе графена. Графеновый лист был использован как основа для выращивания молекул ПАВ, по результатам экспериментального исследования прирост довытесненной нефти составил 19 %, однако синтез данных наночастиц это сложный технологический процесс, требующий специально подготовленные частицы графена

Таким образом, после проведения анализа современного состояния методов повышения КИН можно сделать вывод, что развивающиеся технологии с применением гибридных наножидкостей, имеют преимущества перед существующими методами. Однако остается неясным механизм повышения нефтеотдачи с применением гибридных нанофлюидов.

В работе предлагается изучить механизмы увеличения КИН с применением наножидкостей на основе графеновых и SiC материалов. Так, ранее авторам удалось показать, что гибридные нанофлюиды обладают большей эффективностью при вытеснении нефти из пористой среды [4]. В работах [4,5] авторам, удалось показать наличие структурированной пленки на межфазной границе нефть — нанофлюид. Для изучения механизма формирования структурированной пленки воспользуемся молекулярно-механическим моделированием. На первом этапе моделируется структура молекул при помощи *ab initio* методов с использованием базиса одноэлектронных волновых функций STO6-31G. В качестве моделей взаимодействующих молекул рассмотрим: молекулу н-октана; кластер SiC содержащий 36 атомов углерода и 36 атомов кремния; графеновый лист гексагональной формы, имеющий только зигзаг края и состоящий из 120 атомов углерода, диаметром 18Å.

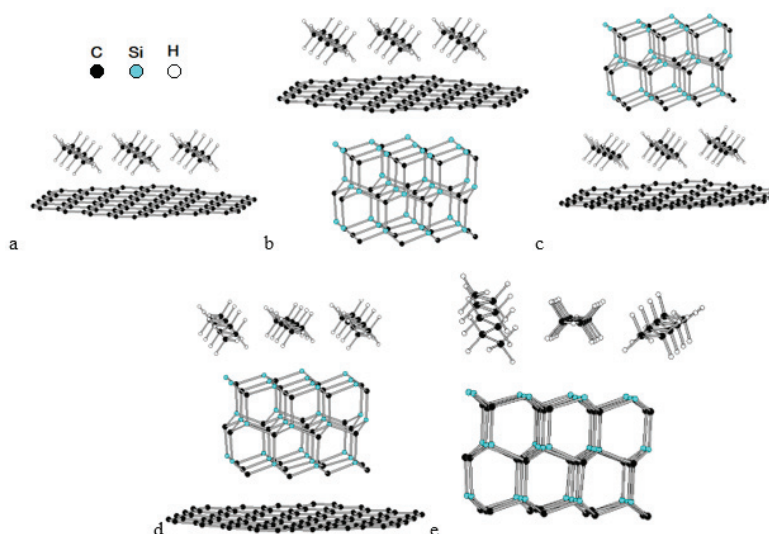
На втором этапе моделирования рассматривались взаимодействия графенового листа с молекулами октана и кластерами SiC, при помощи методов молекулярной динамики MM+. Далее вычислялась энергия взаимодействия всех молекулярных систем.

В результате моделирования установлено, что молекула н-октана, притягиваясь к графеновому, листу формируют упорядоченную структуру (рисунок, а). При добавлении кластера SiC, также наблюдается структурирование н-октана, но при этом возможны следующие варианты взаимного расположения молекулярных структур:

1. молекулы н-октана, графен, кластер SiC (рисунок, b);
2. кластер SiC, молекулы н-октана, графен (рисунок, c);
3. молекулы н-октана, кластер SiC, графен (рисунок, d).
4. взаимодействие молекул н-октана только лишь с кластером SiC структурирование углеводородных молекул не наблюдается (рисунок 1e).

При расчете удельной энергии взаимодействия установлено: для структуры № 1  $E_{уд} = -6.446$  кДж/моль; для структуры № 2  $E_{уд} = -13.007$  кДж/моль, для структуры № 3  $E_{уд} = -10.548$  кДж/моль, для структуры № 4  $E_{уд} = -4.981$  кДж/моль для структуры. При расчете удельной энергии взаимодействия кластера SiC и н-октана без графенового листа удельная энергия становится положительной ( $E_{уд} = +25.507$  кДж/моль), что и объясняет причину их разупорядочения.

При изучении молекулярного взаимодействия н-октана, графена и наночастиц SiC, установлено взаимное структурирование. Такое взаимодействие молекулярных систем указывает на формирование структурированной области на межфазной границе наножидкость- нефть. Формирование подобной переходной структурированной области формирует устойчивый фронт вытеснения нефти из пористой среды. Это и является причиной повышения нефтеотдачи. Так же увеличение КИН с использованием гибридных наножидкостей связано с усилением эффекта структурирования, что подтверждает результат моделирования, например для структуры №2 удельная энергия в 2 раза превышает удельную энергию для структуры №1 (монофлюид), Результат исследования, хорошо согласуется с результатами экспериментов по фильтрации нефти с использованием наноплюидов, следовательно, данную методику моделирования можно использовать при подборе гибридных наноплюидов, используемых для увеличения КИН.



Взаимное расположение молекул н-октана, графенового листа и кластера SiC

### Список литературы

1. D. Luo, F. Wang, J. Zhu, F. Cao, Y. Liu, X. Li, et al., Nanofluid of graphenebased amphiphilic Janus nanosheets for tertiary or enhanced oil recovery: High performance at low concentration / D. Luo, F. Wang, J. Zhu, F. Cao, Y. Liu, X. Li, et al., // Proc. Natl. Acad. Sci. 113 (2016) 7711-7716.
2. D. Luo, F. Wang, J. Zhu, L. Tang, Z. Zhu, J. Bao, et al., Secondary Oil Recovery Using Graphene-Based Amphiphilic Janus Nanosheet Fluid at an Ultralow Concentration/ D. Luo, F. Wang, J. Zhu, L. Tang, Z. Zhu, J. Bao, et al //Ind. Eng. Chem. Res. 56 (2017) 11125-11132.
3. H. Radnia, A. Rashidi, A. R. S. Nazar, M. M. Eskandari, M. Jalilian A novel nanofluid based on sulfonated graphene for enhanced oil recovery/ H. Radnia, A. Rashidi, A. R. S. Nazar, M. M. Eskandari, M. Jalilian // Journal of Molecular liquids. 2018. vol. 271.
4. Pakharukov Y. V., Shabiev F. K., Grigoriev B. V., Safargaliev R. F., Potochnyak I. R. Oil Filtration in a Porous Medium in the Presence of Graphene Nanoparticles./ Pakharukov Y. V., Shabiev F. K., Grigoriev B. V., Safargaliev R. F., Potochnyak I. R. // J. Appl. Mech. Tech. Phy., 2019, V. 60, № 1, P. 31–34.
5. Yu V Pakharukov, E K Shabiev, R F Safargaliev, A S Simonov, B S Ezdin, A E Zarvin and V V Kalyada The Use of Nanoparticles to Displace Oil from a Porous Medium [Электронный ресурс]. / Yu V Pakharukov, E K Shabiev, R F Safargaliev, A S Simonov, B S Ezdin, A E Zarvin and V V Kalyada // J. Phys.: Conf. Ser. 1683 022082 Режим Доступа: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1683/2/022082>

## ИДЕНТИФИКАЦИИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АДАПТИВНОГО МЕТОДА В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

В. Л. Сергеев<sup>1</sup>, Д. Э. Хагай<sup>1,2</sup>, Х. В. Донг<sup>1</sup>

<sup>1</sup> *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск*

<sup>2</sup> *ООО «Альтаир», Томск*

**Аннотация.** В горизонтальных скважинах сложность проведения гидродинамических исследований (ГДИ) обуславливается геометрическими характеристиками скважин и сложными течениями, которые отличны от плоскорадиальных потоков. Поэтому необходимо совершенствовать технологии мониторинга и управления разработкой месторождений скважин с горизонтальным окончанием с целью определения гидродинамических параметров без длительной остановки скважин. **Ключевые слова:** гидродинамические исследования скважин, адаптация, интерпретация, идентификация, кривые восстановления давления, кривые стабилизации давления, горизонтальные скважины, диагностика течений.

## IDENTIFICATION AND INTERPRETATION OF HYDRODYNAMIC STUDIES OF HORIZONTAL WELLS USING ADAPTIVE METHOD

V. Sergeev<sup>1</sup>, D. Khagay<sup>1,2</sup>, H. Dong<sup>1</sup>

<sup>1</sup> *National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk*

<sup>2</sup> *LLC «Altair», Tomsk*

**Annotation.** In horizontal wells, the complexity of conducting hydrodynamic studies is due to the geometric characteristics of wells and complex flows that are different from plane-radial flows. Therefore, it is necessary to improve technologies for monitoring and managing the development of fields with horizontal wells in order to determine the parameters of oil reservoirs during hydrodynamic studies of horizontal wells.

**Key words:** hydrodynamic studies, adaptation, interpretation, identification, pressure stabilization curve, horizontal wells, flow diagnostics.

Падение уровня добычи нефти заставляет задействовать в разработку трудно извлекаемые запасы нефти. В связи с этим необходимо совершенствования технологии мониторинга и управления разработкой месторождений для извлечения «сложной» нефти и обеспечить рентабельность ее добычи.

Современные тенденции применения постоянных глубинных контрольно-измерительных приборов позволяют получать большие наборы данных испытаний скважины в течение более длительных периодов времени, чем предполагалось ранее, а новые технологии позво-



лят увеличить коэффициента извлечения нефти и рентабельность добычи даже в сложных случаях [1].

Одним из таких методов является технология адаптивной идентификации. Адаптивная идентификация решает ряд сложных практических задач мониторинга и управления разработкой нефтяных и газовых месторождений. Технология интегрированных моделей, позволяет объединить исходные данные и дополнительную априорную информацию, а так же накопленный опыт и знания в единую систему моделей, что позволяет обеспечить устойчивость оценок и существенно повысить их точность [2], сократить время простоя скважины по сравнению с традиционными методами.

Метод адаптивной идентификации построен на интегрированной системе моделей забойного давления с переменными параметрами и учетом дополнительной априорной информации вида:

$$\begin{cases} P_{3,d}^* = P_3(t_{dz}, t_{di}) + F_d + \xi_{3+q} = P_3(t_{dk}) + \int_{t_{di}}^{t_{dz}} q(\alpha_d, t_d - \tau) f(b_{nd}, \tau) d\tau + F_d + \xi_{3+q}, p = \overline{pi, pz}; \\ P_{пл}^* = P_3(T, \alpha, b, q) + f_n, \quad \bar{X}(y, k, l) = x_{y,n} + \eta_{k,n} + \eta_{l,n} = j_{\alpha,f}(t_n, \alpha_n, b_n) + \eta_{f,p}, l = \overline{1, m} \\ \bar{V} = V(T_o, C) + E_n, n = \overline{1, n_k}, \end{cases}$$

где  $P_{3,d}^*$ ,  $P_3$  — фактические значения забойного давления, полученные во время исследования после запуска скважины с учетом кратковременных остановок  $t_d \in [t_{di}, t_{dz}]$ ;  $t_{di}$  — время начала исследований;  $t_{dz}$  — время завершения исследования;  $q(\alpha_d, t_d)$  — «искажающая» функция зависящая от дебита,  $F_d$  кратковременные остановки во время исследования;  $P_{пл}^*$ ,  $P_3$  данные о пластовом давлении полученные от ранее проведенных исследованиях,  $T$  — время исследования скважины для получения пластового давления,  $X(y, k, l)$  вектор дополнительных априорных данных  $x_{y,n} + \eta_{k,n} + \eta_{l,n}$  — известные и вычисленные на основе модели  $j_{\alpha,f}(t_n, \alpha_n, b_n)$ ;  $\alpha_n$ ,  $b_n$  — неизвестные параметры модели «искажающей» функции и забойного давления;  $\xi_{3+q}$  — случайные величины, представляющие погрешности измерений забойного давления и дебита скважины,  $\bar{V}$  — экспертная оценка после притока жидкости в скважине, вычисленная на основе модели с учетом времени остановки  $V(T_o, C)$ ,  $E_n$  случайные величины погрешности измерения дебита и забойного давления, ошибки дополнительной априорной информации и экспертных оценок.

Решение метода адаптивной идентификации и интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин с использованием адаптивного метода в процессе эксплуатации скважин, можно представить как процесс выбора оптимальной системы [5,7], которая содержит три этапа:

1) формирование исходных данных по работе скважине, дополнительных априорных сведений о пласте коллекторе, экспертных оценок, кратковременных остановок и моделей объектов — аналогов  $\mathbf{f}_a(\alpha_n, q_n)$  в рамках системы (1)

$$\{P_{3,n}^*, \bar{\mathbf{z}}_n, f_3(\alpha_n, q_n), \mathbf{f}_a(\alpha_n, q_n), n = \overline{1, n_k}\}; \quad (2)$$

2. выбор показателей качества моделей и решение оптимизационных задач:

$$\alpha_n^*(\beta_n) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(J_0(\alpha_n), \beta_k J_k(\alpha_n), k = \overline{1, p}), n = \overline{1, n_k}, \quad (3)$$

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta_n} J_0(\alpha_n^*(\beta_n)), \quad (4)$$

где запись  $\arg \min_x f(x)$  обозначает точку минимума  $x^*$  функции  $f(x)$  ( $f(x^*) = \min_x f(x)$ );  $\Phi$  — комбинированный функционал качества системы моделей (1).

3. анализ точности работы скважины в процессе нормальной эксплуатации с учетом кратковременных остановок во время исследования.

$$\left| (\alpha_{j,(n-i)}^* - \alpha_{jn}^*) / \alpha_{nj}^* \right| \leq \text{eps}_j, j = \overline{1, m}, i = 1, 2, 3, \dots \quad (\text{eps}_j \text{ — заданная точность}) \quad (5)$$

Данный метод позволяет синтезировать широкий диапазон алгоритмов адаптивной интерпретации и идентификации гидродинамических исследований скважин для нелинейных, линейных и непараметрических моделей [2,3].

Для решения задачи идентификации и интерпретации фильтрационных потоков горизонтальных скважин в таблице 1 были разработаны диагностические критерии [4], позволяющие определять участки раннего радиального и линейного режима течения в процессе проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин, приведенные в работе [3,4]. В основе приведенных в таблице 1 диагностических критериев предлагается использовать оценки параметра  $\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)$  модели (1), полученные методом адаптивной идентификации.

#### Диагностические критерии идентификации и интерпретации фильтрационных потоков горизонтальных скважин

Фильтрационные потоки	Диагностические критерии	Моменты времени начала потоков
Ранний радиальный (рр)	$\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) \approx 0$	$t_{\text{рр}} = \arg \min_t  \alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) $
Линейный (л)	$\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) = 0,5 \pm \Delta$ $\Delta = 0,1 \div 0,15$	$t_{\text{лл}} = \arg \min_t (\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) - 0,5 \pm \Delta)$
Поздний радиальный (пр)	$\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) \approx 0$ , при $t > t_{\text{л}}$	$t_{\text{пр}} = \arg \min_t  \alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) $ , при $t > t_{\text{л}}$

#### Результаты идентификации и интерпретации параметров

Результаты исследований моделей и алгоритмов адаптивного метода выделения фильтрационных потоков по данным испытаний горизонтальных скважин нефтяного месторождения приведены на рис. 1–2.

На рисунке 1 приведены фактические значения забойного давления  $p_{3,n}^*$  (линия 1), его восстановленные значения, полученные адаптивным методом идентификации с использованием модели (1) (линия 3) и адаптивным методом с регуляризацией по А. Н. Тихонову (линия 2), следующим из (1) при  $h_k = 0$ .

На рисунке 2 линией 1 изображены значения логарифмической производной забойного давления, линия 2 — восстановленные значения ЛПЗД, линия 3 — диагностический параметр  $\alpha_2(t_n)$ , линия 4 — восстановленные значения диагностического параметра  $\alpha_{2,n}^*(\beta_n^*)$ , которые определяются по формуле (2). На диагностическом графике четко выделяются ранний радиальный и линейный потоки. Поздний радиальный поток явно не наблюдается и искажен на его начальной стадии.

Результаты исследований, приведенные на рисунках 1–2 и таблице, показывают, что модели и алгоритмы адаптивной идентификации горизонтальных скважин, основанные на модели позднего радиального потока с логистической поправочной функцией, позволяют опреде-

лять параметры нефтяных пластов на завершающей стадии линейного потока, что существенно сокращает время простоя скважин.

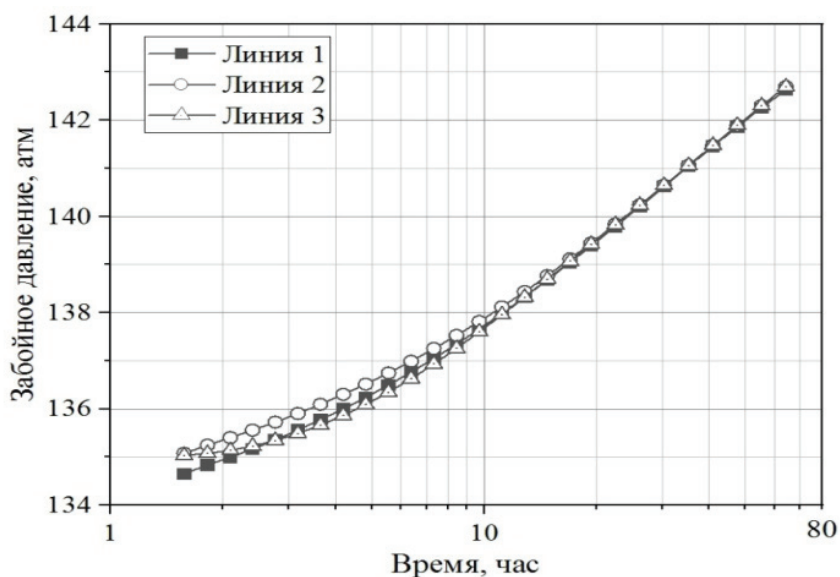


Рис. 1. Фактические (1) и восстановленные значения (2, 3)

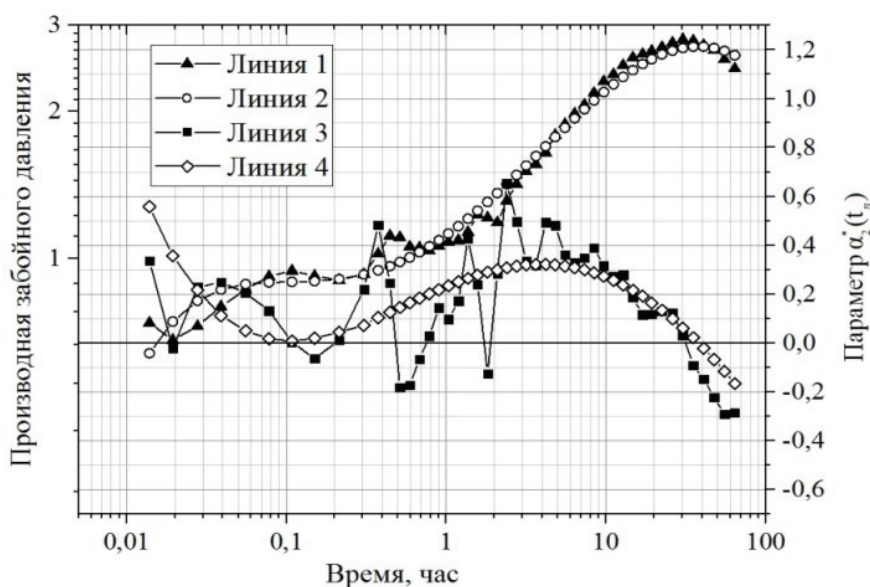


Рис. 2. Диагностический график фильтрационных потоков

### Список литературы

1. Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе перехода к разработке объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти / В.Г. Мартынов, А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, Д.Н. Гуляев, В.М. Кричевский, В.В. Кокурина, С.И. Мельников // Нефтяное хозяйство. 2014. № 3. С. 106–109.

2. Гаврилов К.С. Адаптивная интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин в системе «пласт–скважина» методом интегрированных моделей / К.С. Гаврилов

рилов, В. Л. Сергеев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов 2012. Е321. № 5. С. 72–75.

3. Донг В. Х. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин с идентификацией псевдорadiaльного потока / В. Х. Донг, В. Л. Сергеев // Известия Томского политехнического университета. 2017. Т. 328. № 10. С. 67–73.

4. Сергеев В. Л. Модели и алгоритмы адаптивного метода диагностики фильтрационных потоков в процессе испытаний горизонтальных скважин / В. Л. Сергеев, Донг Ван Хоанг, Д. Э. Хагай // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. 2019. Т. 22. № 2. С. 90–95.

5. Романова Е. В. Адаптивная идентификация кривой восстановления давления горизонтальных скважин с диагностикой потоков / Е. В. Романова, В. Л. Сергеев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов 2013. Т. 323. № 5. С. 20–25.

6. Сергеев В. Л. Идентификация фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта / В. Л. Сергеев, Донг Ван Хоанг // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг Георесурсов. 2019. Т. 330. № 3. С. 103–110.

7. Сергеев В. Л. Интегрированные системы идентификации. Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2011. 198 с.

8. Сергеев В. Л. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации / В. Л. Сергеев, А. С. Анисанов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг Георесурсов. 2010. Т. 317. № 5. С. 50–52.

9. Сергеев В. Л. Идентификация диагностических параметров фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин / В. Л. Сергеев, Донг Ван Хоанг // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. 2019. Т. 22. № 3. С. 87–92.

**ВЛИЯНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ  
ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НА ПРОЦЕССЫ ФИЛЬТРАЦИИ  
В СИСТЕМЕ «ПОРОДА — НЕФТЬ — ВОДА»**

**А. А. Тишков**

*БелНИПИнефть «РУП Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

**Аннотация.** В работе рассматривается связь деформационных процессов, проявляющихся при разработке нефтяных залежей Припятского прогиба с параметрами фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и коэффициентом вытеснения нефти водой. В основе исследований лежит анализ результатов фильтрационных экспериментов на керне, проводимых институтом БелНИПИнефть при моделировании условий: 1) снижения пластового давления в залежах нефти; 2) рассоления галита.

**Ключевые слова:** напряженно-деформированное состояние, фильтрация, порода-коллектор, проницаемость, керновая модель, коэффициент вытеснения нефти.

**INFLUENCE OF STRESS-STRAIN STATE OF GEOLOGICAL ENVIRONMENT ON  
FILTRATION PROCESSES IN THE ROCK-OIL-WATER SYSTEM**

**A. A. Tishkov**

*BelNIPIneft «RUE Production Association «Belorusneft», t. Gomel*

**Annotation.** The paper deals with the connection between deformation processes that occur during the exploitation of oil deposits of the Pripyat Trough with parameters of reservoir properties of rock and the oil displacement coefficient. The research is based on the analysis of the results of core-flood experiments conducted by the BelNIPIneft Institute in simulating conditions: 1) decreasing of reservoir pressure in oil deposits; 2) dissolution of halite.

**Key words:** stress-strain state, filtration, reservoir-rock, permeability, core model, oil displacement coefficient.

Напряженно-деформированное состояние пород-коллекторов в процессе разработки нефтяных залежей, главным образом определяется разностью величин горного (геостатического) и пластового (порового) давлений, т. е. эффективным давлением. Выработка запасов углеводородов, сопровождается падением пластового давления, при этом при неизменной нагрузке вышележащих пород эффективное давление увеличивается, что вызывает необратимые изменения структуры порового пространства в виде ощутимого ухудшения фильтрационных характеристик пород и как следствие — снижение продуктивности добывающих скважин с потерей части активных запасов углеводородов. Изменение напряженно-деформированного состояния



(увеличение эффективного давления) среды рассматривается большинством исследователей лишь с негативной стороны [1, 2].

На базе института БелНИПИнефть, с применением фильтрационной установки Autoflood — 700 был проведен комплекс фильтрационных экспериментов на карбонатном и терригенном керне (диаметром 30 мм), при моделировании условий: 1) снижения пластового давления в залежах нефти; 2) рассоления галита. Таким образом, в первом случае напряженно-деформированное состояние в процессе эксперимента сознательно изменялось, во втором — нет, однако при этом изменялся минералогический состав породы.

Результаты фильтрационных испытаний по вытеснению нефти водой из керновых моделей ряда месторождений Припятского прогиба с моделированием этапа снижения пластового давления (10 экспериментов) показали, что наряду со снижением проницаемости керновых моделей, отмечаются приросты коэффициента вытеснения нефти водой (0,58–11,62 %) (рис. 1).

Очевидно, что в результате действия деформационных процессов, происходит уменьшение порового объема, смыкание микро и макротрещин. Наряду с этим происходит объемное расширение нефти, способствующее вовлечению ее в процесс фильтрации из зон нединамической пористости. Совместно с данным механизмом вытеснения нефти, смыкание микро и макротрещин, уменьшение объема пор, а также возможное образование новых микро и макротрещин способствует перераспределению фильтрационных потоков, таким образом, изменяя охват воздействия вытесняющего агента. Помимо этого, в процессе падения пластового давления снижается вязкость нефти (при условии, что пластовое давление не ниже давления насыщения нефти), что также положительно отражается на коэффициенте вытеснения [3].

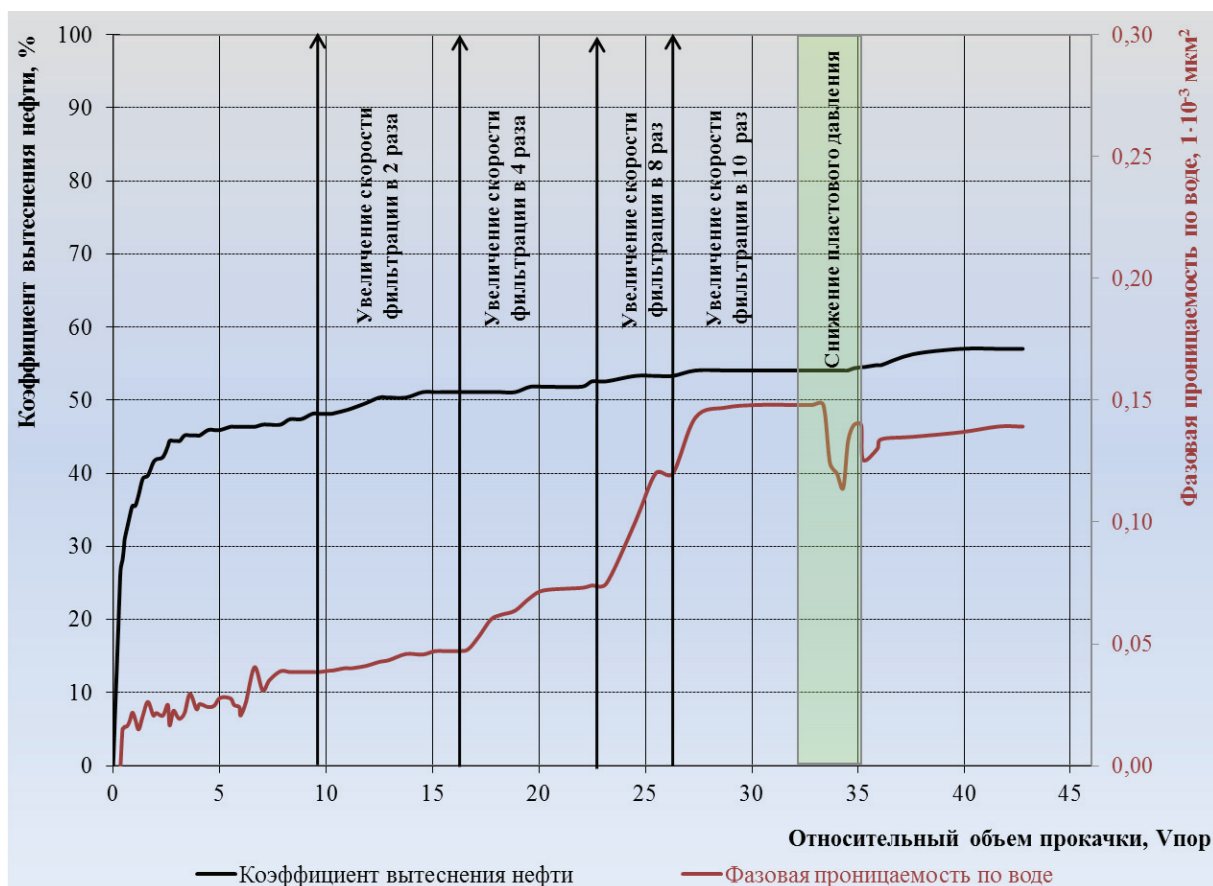


Рис. 1. Динамика коэффициента вытеснения нефти и фазовой проницаемости по воде при вытеснении нефти водой из керновой модели Восточно-Дроздовского месторождения, симилукской (D<sub>3sm</sub>) залежи

Результаты фильтрационных испытаний по вытеснению нефти водой из засоленного карбонатного ядра Северо-Домановичского месторождения, задонской ( $D_3zd$ ) залежи (3 эксперимента) показали, что в процессе рассоления ядровой модели также отмечаются приросты коэффициента вытеснения нефти водой (0,96–5,54 %) (рис. 2).

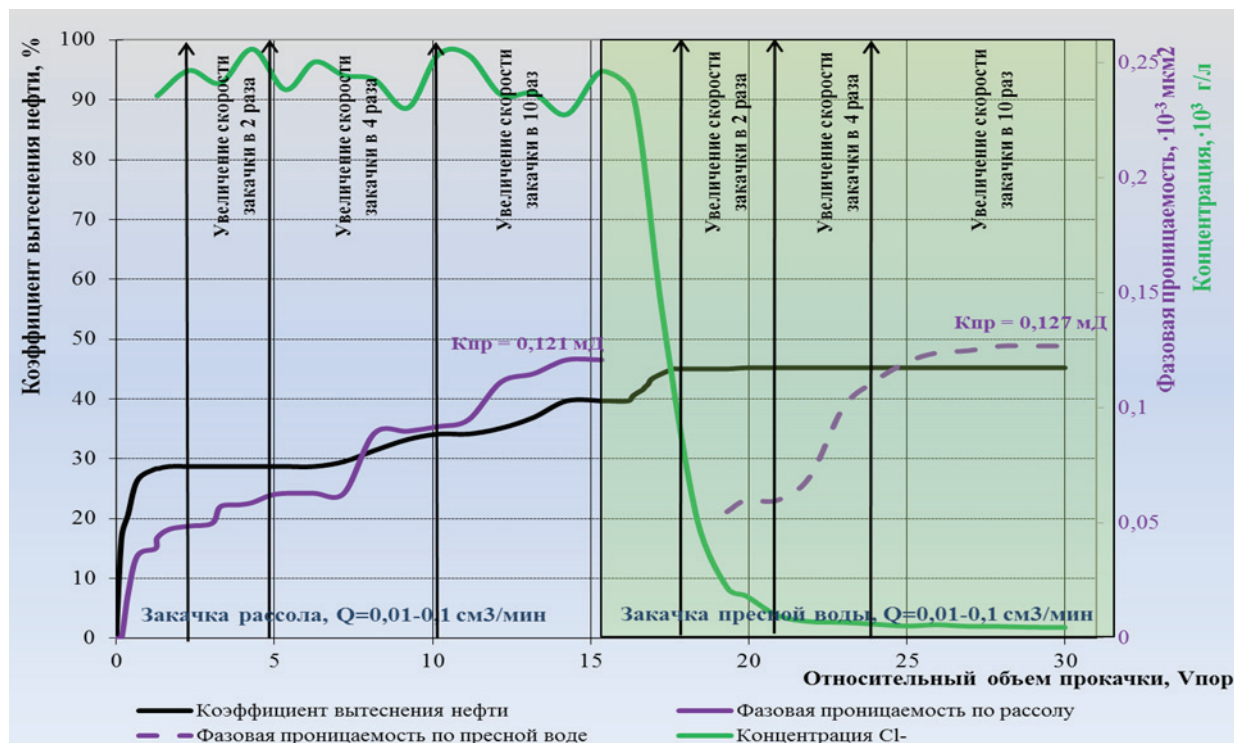


Рис. 2. Динамика коэффициента вытеснения нефти, фазовой проницаемости и концентрации ионов  $Cl^-$  при прокачке рассола и пресной воды через ядровую модель Северо-Домановичского месторождения задонской ( $D_3zd$ ) залежи

Очевидно, что в процессе рассоления галита, отмечается синергетический эффект: кольматация пустотного пространства ядровых моделей частицами породы, ассоциированными с галитом [4], с одной стороны, и деформационные преобразования — с другой, что в свою очередь способствует перераспределению фильтрационных потоков с вовлечением в фильтрацию нефти из ранее застойных зон.

Таким образом, обобщая полученные результаты исследований, необходимо отметить, что нельзя рассматривать проявление деформационных процессов в залежах нефти лишь с негативной стороны, более того, динамику напряженно-деформированного состояния геологической среды можно эффективно использовать на последних стадиях разработки залежей нефти со сложнопостроенным типом коллектора в качестве геолого-гидродинамического метода повышения нефтеотдачи пластов.

### Список литературы

1. Попов С. Н. Влияние механохимических эффектов на фильтрационно-емкостные и физико-механические свойства пород-коллекторов / С. Н. Попов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 8. С. 49–61.

2. Кашников Ю.А. Экспериментально-аналитические исследования изменения трещинной проницаемости вследствие смыкания трещин / Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин, Д.В. Шустов, А.А. Антоненко, Н.Б. Красильникова // Нефтяное хозяйство. 2013. № 4. С. 40–43.

3. Тишков А.А. Снижение пластового давления в залежах нефти Припятского прогиба, как геолого-гидродинамический способ повышения нефтеотдачи пластов / А.А. Тишков // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2017. № 5. С. 11–15.

4. Тишков А.А. Исследования процессов рассоления галита в породах-коллекторах Ново-Березинского нефтяного месторождения Республики Беларусь / А.А. Тишков, И.В. Лымарь, Е.Н. Ходьков, А.А. Цагельник, М.В. Трус // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2018. № 2. С. 78–84.

УДК 504.61:532.542:536.252  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-221-224

## ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЙ ВЯЗКИХ СМЕСЕЙ БУРОВОГО ШЛАМА И ПОТОКА СЫРОЙ НЕФТИ НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ УЧАСТКАХ СКВАЖИН С ЭКСЦЕНТРИЧНЫМИ БУРИЛЬНЫМИ ТРУБАМИ

С. Н. Харламов, М. Джангхорбани

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск*

**Аннотация.** Представлены результаты исследования гидродинамики вязкостно-инерционно-гравитационных прямооточных/закрученных ламинарных/турбулентных ньютоновских/неньютоновских гомогенных/гетерогенных течений смесей капельных углеводородных сред с твердыми частицами в конфигурациях труб с кольцевым эксцентричным ядром. Проанализированы особенности течений сред в широком диапазоне изменений определяющих параметров по критериям Рейнольдса, Бингама, Россби, Фруда, Шмидта с целью уяснения эффектов, сопровождающих загромождение и очистку межтрубного пространства от шлама, а также определений условий к блокированию течения и интенсификации выноса шлама из особых областей кольцевого пространства посредством управления процессами переноса импульса, массы в областях контакта потока со стенками скважины.

**Ключевые слова:** Моделирование, гидродинамика, реология, эксцентричные трубы, кольцевые потоки, вращение, бурение, транспорт, очистка

## NUMERICAL MODELING OF THE CURRENTS OF VISCOUS MIXTURES OF DRILLING SLUDGE AND THE FLOW OF CRUDE OIL ON HORIZONTAL SECTIONS OF WELLS WITH ECCENTRIC DRILLING PIPES

S. Kharlamov, M. Janghorbani

*Natural resources of Tomsk polytechnic university, Tomsk*

**Annotation.** The results of the study of hydrodynamics of viscous — inertial — gravitational direct/ swirling laminar/turbulent Newtonian/non-Newtonian homogeneous/heterogeneous currents of mixtures of drip hydrocarbon media with solid particles in the tube configurations with annular eccentric cores are presented. The specifics of the media are analyzed in a wide range of the determining parameters according to the criteria of Reynolds, Bingham, Rossby, Froud, Schmidt and so on in order to understand the effects that accompany the cluttering and clearing of intertube space from sludge, as well as determining the conditions to block the flow and intensification of sludge removal from special areas of the annular space by managing the transport processes of momentum and mass, especially in areas where the flow is in contact with the well walls.

**Key words:** Simulation, hydrodynamics, rheology, eccentric pipes, annular streams, swirling, drilling, transport, cleaning

Прогноз режимов гидродинамической очистки скважин от шлама в кольцевых областях межтрубного пространства ставит задачи определения сути гидродинамических эффектов, формирующих устойчивые режимы течения смесей со взвешенными твердыми частицами посредством наложения на прямоточное течение эффектов вращения внутренней трубы. В таких условиях характер движения смеси будет существенно зависеть от интенсивности закрутки и эксцентриситета круглого ядра, силы тяжести, особенностей конвективно-диффузионного взаимодействия частиц смеси как между собой, так и со стенками межтрубного пространства. Процессы гравитационного и центробежного осаждения мелких частиц в жидкости, условия захвата и уноса их вязким потоком требуют изучения особенностей перестройки по пространству однородного и неоднородного закрученного потока и определения их закономерностей. Известно [1-3], что при организации эффективного и оптимального управления операциями нефтегазового бурения роль эффектов от гидродинамики и теплообмена в вязкостно — инерционно — гравитационном течении жидкостей в элементах специального оборудования значительна и их изучение *актуально*. Однако, в отношении процессов бурения все еще отсутствуют полные и достоверные сведения о деталях влияния закрутки, реологии среды на транспортировку бурового раствора по стволу скважины. Более того, результаты исследований закрученных внутренних вязкостно-инерционных потоков (локально на входе, вращающейся стенки вокруг своей продольной оси) подчеркивают, что в таких потоках формируются области со специфическим *рециркуляционным* характером изменения поля скорости, вызванным особенностями изменения поля давления. Эти процессы существенно влияют на эффекты отрыва потока, экстенсификации процессов переноса, формируют пространственные размеры застойных областей, способствуют образованию отложений частиц на стенках и служат источником для установления механизмов седиментации, сальтации твердых частиц в гетерогенной смеси. С учетом сказанного *цель исследования* состояла в: — детальном *численном исследовании гидродинамики* вязкого потока в трубах с эксцентрично расположенным круглым ядром в условиях прямоточного и закрученного (способом подвижной внутренней стенки) течений; — *уяснении* особенностей процессов, определяющих перестройку динамического и концентрационного полей по кольцевому пространству; — *выдаче рекомендаций* по прогнозу изменений локальных и интегральных параметров течения, обеспечивающих эффективность транспорта смеси жидкостей при бурении нефтяных скважин.

*Физическая и математическая* постановки задачи гидродинамики и теплообмена при сложном течении вязких сред во внутренних системах сводится к следующим допущениям. При ламинарном/турбулентном движении ньютоновской/неньютоновской жидкости в условиях отсутствия силы тяжести и эксцентриситета поток вращательно-симметричен. Гидродинамика и теплообмен со стенками канала осложнены влиянием переменности теплофизических свойств, действием внешних сил (гравитационных и центробежных), особенностями реологической связи напряжений со скоростями деформаций, нестационарными эффектами, формируемыми характером движения круглого ядра и интенсивностью его вращения как вокруг собственной продольной оси, так и ее неустановившегося/стационарного орбитального движения относительно продольной оси кольцевого канала. Исследование особенностей течения проводится в режимах гидродинамики и теплообмена характерных для технологических операций, физических процессов, сопровождающих функционирование бурового оборудования, движения бурового раствора на горизонтальных участках скважин с целью организации эффективных операций транспорта шлама и его уноса из низкорейнольдсовых и высоковязких пристеночных областей. Заметим, *геометрическая конфигурация* области гомогенного/гетерогенного течения ньютоновской (вода)/неньютоновской жидкости (Гершеля-Балкли) в аксиальном направлении типична для кольцевых каналов и включает параметры: длины ( $L$ ) поверхности; радиусов внешней ( $R_2$ ) и внутренней ( $R_1 = \kappa R_2$ ) круглых цилиндрических труб;



кольцевого зазора ( $a = R_2 - R_1$ ); расстояния ( $b = O_2 - O_1$ ) между центрами внешней трубы ( $O_2$ ) и круглого ядра ( $O_1$ ); эксцентриситета ядра —  $e = 2b / (D - d)$ . Закономерности гидродинамики и теплообмена в таких системах описываются **уравнениями законов сохранения**: массы, импульса и энергии, которые в своей общей векторной форме, отвечающей учету рассматриваемых процессов соответствуют слабосжимаемым средам [1–3]. Формулировка краевых условий и детали построения численного решения подробно изложены, например, в [2] и сводятся к выполнению операций/блоков, отвечающих за: построение разностной сетки расчетной области рассматриваемой задачи; детали конечно-разностной дискретизации дифференциальных уравнений, сводящей уравнения к соответствующему дискретному аналогу; формулировку системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) с искомыми переменными в узловых точках расчетной сетки; решение СЛАУ итерационным методом, определению поля давления с привлечением стандартной процедуры SIMPLE algorithm с сохранением основных правил аппроксимаций [2]. Точность представленных результатов подтверждена многочисленными сравнениями и имеющимися экспериментальными и теоретическими (численными и аналитическими) решениями о течениях аномально вязких сред в кольцевых каналах, осложненных переменностью тепло- и реофизических свойств, наложения крутки (локально на входе/методом подвижной стенки ядра/орбитального вращения бурильной трубы) и ее затухания по пространству.

Расчетами установлено: 1. В смешанных (прямоточно-закрученных) режимах течений ньютоновских сред по кольцевой области трубы с центрально расположенным ядром наложение крутки на прямоточное течение формирует специфические условия для изменений продольного градиента давления по всему поперечному сечению. Причем с увеличением значений эксцентриситета ядра изменение поля давления приводит к росту градиентов искомых величин в радиальном направлении в сравнении с их аналогами в осевом направлении. Это индуцирует рециркуляционные процессы в вязкостно-инерционном существенно неоднородном течении; 2. В случае вращения неньютоновского потока, обусловленного подвижностью ядра или его стенки (данные стационарного течения жидкости Гершеля-Балкли/Оствальда-де Вале) указывают на существование в геометрической конфигурации ряда нетривиальных динамических эффектов, вызванных перестройкой поля скорости как в латеральной, так и радиальной областях межтрубного пространства и влиянием на динамику комплексов, определяющих: интенсивность вращения; 3. При малых Россби ( $Ro < 1$ ) механизмы аксиального, радиального конвективно-диффузионного переноса импульса в осевом движении преобладают в значительной части пространства. Однако, в пристеночной области у поверхности ядра подвижность стенки способна генерировать эффекты, характерные для слабвязкого ламинарного течения. Последние приводят к снижению интегральных параметров течения, например, коэффициента сопротивления ( $c_p$ ) при невысоких  $Re$  и эксцентричности трубы  $e$ ; 4. Общий анализ проблем и их результаты свидетельствуют, что при очистке горизонтальных скважин вязким потоком с эксцентрично расположенной бурильной трубой его скорость сильно зависит от разнообразных факторов, таких как изменение расхода, режима транспортировки без/с частицами шлама, механической скорости проходки, размеров осажденного слоя продуктов выработки, траектории скважины, интенсивности вращения бурильной трубы, а также особенностей взаимодействия смеси со стенками буровой колонны. Полученные данные говорят о необходимости дальнейшего уяснения закономерностей изменений динамической структуры аномально вязких сред на более полных моделях замыканий определяющих уравнений гидродинамики и тепломассопереноса в смесях, понимания физики процессов, сопровождающих перестройку прямоточно-закрученного вязкостно-инерционно-гравитационного сложного сдвигового течения в кольцевой области скважины.

**Список литературы**

1. Moghaddam A. K., Saadatabadi A. R. Rheological modeling of water based drilling fluids containing polymer/bentonite using generalized bracket formalism // Journal of petroleum science and engineering. 2020. V.189. №107028. P. 1–16.
2. Kharlamov S.N. Numerical Modelling of a Vortical Investigation of Heat Transfer in Fields of Centrifugal Mass Forces in Elements of the Power Equipment With a Curvilinear Wall // S.N. Kharlamov, V.Yu. Kim, S.I. Silvestrov // The 5th Proceedings of the International Forum on Strategic Technology (IFOST-2010), October, 13–15, 2010. Ulsan, Korea, 2010. P. 105–109.
3. Kharlamov S.N., Janghorbani M. Procedures and instruments for monitoring processes and mechanisms of cutting transport in hydraulic cleaning of horizontal wells // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering. 2020. V. 331. №12. P. 22–40.

**ПОДСЕКЦИЯ 4**  
**ЭКОНОМИКА НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

УДК 553.98+332.142.4(470.13)  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-225-228

**СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ  
НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ В РЕСПУБЛИКЕ КОМИ**

**Д. С. Кузнецов, Н. Н. Тимонина**

*Институт геологии ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар*

**Аннотация.** Представлены результаты комплексного исследования тенденций в изменении структуры добычи нефти в Республике Коми. Выполнен анализ и обобщение аналитической и статистической информации о деятельности предприятий нефтегазового комплекса, данных о современном состоянии ресурсного потенциала нефтегазодобывающей отрасли в регионе. На основе комплексного системного подхода сделана попытка выделить основные проблемы, оценить перспективы нефтегазового комплекса и разработать основы стратегии его развития. Рассмотрены тенденции процесса воспроизводства минерально-сырьевой базы, отмечается все возрастающая роль отдельных предприятий-недропользователей в восполнении сырьевой базы отрасли. Показано, что фактические объемы добычи нефти будут зависеть от ассигнований и объемов геолого-разведочных работ, а также уровня развития технологий добычи углеводородов.

**Ключевые слова:** ресурсы, запасы, месторождения углеводородов, недропользование, геолого-разведочные работы, воспроизводство минерально-сырьевой базы

**STRATEGIC PROBLEMS OF THE OIL AND GAS INDUSTRY DEVELOPMENT  
IN THE REPUBLIC OF KOMI**

**D. Kuznetsov, N. Timonina**

*Institute of Geology FRC Komi SC UB RAS, Syktyvkar*

**Annotation.** The article carried out the results of a comprehensive study of trends in changes in the structure of oil production in the Komi Republic. The analysis and generalization of analytical and statistical information on the activities of enterprises of the oil and gas industry, the current state of the resource potential in the region. On the basis of an integrated systematic approach, the main problems were highlight, assess the prospects for the oil and gas complex and propose the foundations of a strategy for its development. The tendencies of the process of reproduction of the mineral resources are considered, the increasing role of individual enterprises-subsoil users in the reproduction of the

raw material base of the industry is noted. It is shown that the actual volumes of oil production will depend on the allocations and volumes of geological exploration, as well as the level of development of technologies for the developing of hydrocarbons.

**Key words:** resources, reserves, hydrocarbon deposits, subsoil use, geological exploration, reproduction of the mineral resources

Актуальность темы определяется тем, что нефть и газ на протяжении многих десятилетий являются важнейшим фактором экономического развития республики, в то же время республика отлучена от решения проблем, касающихся рационального недропользования. Пользование недрами в нашем государстве имеет ряд особенностей: недра и все полезные ископаемые принадлежат государству, которое передает в аренду по лицензионным соглашениям участки и содержащиеся в них полезные ископаемые отдельным недропользователям. Как показывает практика, государственный контроль над деятельностью предприятий-недропользователей осуществляется недостаточно эффективно, федеральные структуры решают лишь проблемы взимания налогов, тогда как геологические и экологические риски не снижаются.

Проблемы, связанные с воспроизводством ресурсной базы и устойчивым развитием нефтегазового комплекса постоянно находятся в центре внимания правительственных структур, недропользователей, а также большого числа исследователей. [1,2,3,4]

Республика Коми территориально занимает юг Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, на ее долю в прошедшем году приходилось 2,3 % от общероссийского объема добываемой нефти. За время промышленной эксплуатации углеводородного сырья открыто более 170 месторождений нефти и газа. На территории республики зарегистрировано 59 организаций-недропользователей, которые владеют 183 лицензиями на геологическое изучение, поиски, разведку и добычу углеводородного сырья (лицензии НП — 21, НР — 69, НЭ — 93) [5].

К разрабатываемым месторождениям нефти в Республике Коми отнесены 86 месторождений, в которых сконцентрированы разбуренные извлекаемые запасы 663,9 млн. тонн, к разведываемым отнесены 67 месторождений с извлекаемыми запасами категории  $C_1$ —85,8 млн т, категории  $C_2$ —127,07 млн. т. В Республике Коми балансом учтены 42 месторождения свободного газа, которые содержат 101,9 млрд. м<sup>3</sup> газа на разрабатываемых месторождениях, 52,1 млрд. м<sup>3</sup> на разведываемых [6].

В целом, в республике степень разведанности начальных суммарных ресурсов нефти составляет 47,9 %, выработанность разбуренных запасов — 50,1 %.

Современные уровни добычи нефти в Республике возможны благодаря сырьевой базе, созданной в 70-е годы, когда были открыты месторождения, обеспечивающие текущие уровни добычи — Усинское, Возейское и др. За последние десятилетия значительно сократились объемы и финансирование геологоразведочных работ за счет средств бюджета, что сказалось на качестве прироста запасов. Недропользователи осуществляют поисковые и разведочные работы на лицензионных участках, значительная часть территории оказывается недоизученной. В 2019 году предприятия нефтегазовой отрасли инвестировали порядка 5 млрд. рублей в геологоразведочные работы, что на 25 % меньше, чем в предыдущем году, неуклонно сокращаются объемы глубокого бурения и сейсморазведочных работ [7].

В результате проведенного анализа современного состояния нефтегазового комплекса региона, выявлены проблемы, препятствующие его устойчивому развитию.

1. В течение последних лет произошло заметное сокращение ресурсной базы углеводородного сырья, подготовленной к промышленному освоению, особенно природного газа.

2. После выхода государства из процесса воспроизводства минерально-сырьевой базы, прирост запасов осуществляется недропользователями в недостаточном объеме, в основном

за счет переоценки. Воспроизводство минерально-сырьевой базы за счет геологоразведочных работ осуществляется главным образом, в районах нефтедобычи. Результатом этого явилось то, что в настоящее время в нераспределенном фонде практически отсутствуют ресурсы, являющиеся резервом для развития нефтедобычи на перспективу.

3. Отсутствует заинтересованность со стороны органов исполнительной власти субъектов РФ в проведении геологоразведочных работ с целью воспроизводства минерально-сырьевой базы нефтедобычи, поскольку практически все ресурсные платежи перечисляются в федеральный бюджет.

4. Государству как собственнику недр необходимо вернуться к решению проблемы хотя бы простого воспроизводства минерально-сырьевой базы

5. Необходимо создание благоприятного климата для потенциальных инвесторов, готовых вкладывать средства как в проведение поисково-разведочных работ, так и на внедрение методов, направленных на увеличение нефтеотдачи пласта.

6. В ближайшее время в разработку будут вовлечены мелкие месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, это потребует значительных капитальных вложений, следовательно, должен быть разработан механизм, стимулирующий недропользователей, вкладывать средства в разработку подобных месторождений.

7. Сдерживающим фактором для инвестиций в применение инновационных методов увеличения нефтеотдачи выступает налоговая составляющая, не учитывающая роста издержек добычи по мере уменьшения дебитов скважин, роста обводненности продукции.

Решению обозначенных проблем могут способствовать следующие меры.

1. Для развития минерально-сырьевой базы нефтегазодобывающей отрасли необходимо оставлять часть налога на добычу полезных ископаемых в бюджете субъекта с целевым назначением — на проведение геологоразведочных работ.

В Республике Коми должна быть разработана программа воспроизводства минерально-сырьевой базы, в которой найдут отражение направления и объемы региональных и поисковых работ, будут определены первоочередные объекты для поиска новых зон нефтегазонакопления (глубокие горизонты, поднадвиговые зоны...)

2. Делегировать часть полномочий в области управления фондом недр на уровень субъекта Федерации. Контроль за деятельностью недропользователей должен производиться на уровне субъектов Федерации, которые призваны осуществлять мониторинг разработки и обустройства месторождений, включая выполнение проектных решений, внедрение методов увеличения нефтеотдачи с последующим принятием управленческих решений по нормализации выявленных нарушений. Наряду с применением экономических санкций за нарушение недропользователями обязательств, необходимо предусмотреть стимулирование рационального использования запасов и повышения коэффициента извлечения нефти, применения новых более совершенных технологий повышения нефтеотдачи.

3. Дополнительную добычу нефти, полученную за счет внедрения дорогостоящих проектов теплового, газового, комплексного воздействия, и крупные проекты довыработки остаточных запасов следует полностью освободить от налогов на период полной окупаемости проекта.

### Список литературы

1. Григорьев Г. А. Потенциал геолого-экономических исследований в системе принятия управленческих решений по развитию сырьевой базы углеводородов// Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2018. Т.13. №1. [http://www.ngtp.ru/rub/3/1\\_2018.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/1_2018.pdf)



2. Нефтяная промышленность России. Анализ итогов 2016 г./ Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В.// Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2017. №6. С. 49–60.
3. Филимонова И.В., Проворная И.В., Комарова А.В., Земнухова Е.А. Устойчивые тенденции изменения региональной структуры добычи нефти и России// Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2019. Т.14. №3. [http://www.ngtp.ru/rub/2019/33\\_2019.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2019/33_2019.pdf)
4. Тимонина Н.Н., Даниленко А.Н., Савельева А.А. Воспроизводство сырьевой базы в Республике Коми//Нефтяное хозяйство. 2015. № 2. С. 20–22.
5. Государственный доклад: «О состоянии окружающей природной среды Республики Коми в 2019 году» / Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми. Сыктывкар. 2020. 163 с.
6. Куранов А.В., Отмас Ал.А., Зегер Н.А., Куранова Т.И. Минерально-сырьевая база углеводородного сырья Республики Коми и резервы ее восполнения // Материалы XVII геологического съезда Республики Коми. 2019. С. 61–62.
7. Григоренко Т.И., Тарбаев М.Б., Смирнова С.М., Основные результаты геолого-разведочных работ по Республике Коми// Материалы XVII геологического съезда Республики Коми. 2019. С. 29–31.

## РОЛЬ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В ОБЕСПЕЧЕНИИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ И НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ

**Т. М. Мамахатов**

*Центр исследования проблем безопасности РАН, г. Москва  
Институт Дальнего Востока РАН, г. Москва*

**Аннотация.** Статья посвящена теме обеспечения экономической и научно-технологической безопасности России в области нефтегазового сектора. Рассматривается роль нефтегазовой отрасли и всего ТЭК в развитии экономики страны и обеспечении ее безопасности.

Несмотря на снижение уровня цен энергетических ресурсов на мировом энергетическом рынке, значительная доходная часть бюджета в нашей стране формируется благодаря нефтегазовой отрасли. Россия остается одним из ведущих экспортеров ресурсов на мировом энергетическом рынке, сохраняя развитый топливно-энергетический комплекс, играющий ключевую роль в проведении внешней и внутренней политики, а также являющийся драйвером роста.

В современных условиях внешнего санкционного давления и внутренних отраслевых проблем стоит вопрос обеспечения экономической безопасности страны и роли в его обеспечении нефтегазовой сферы.

**Ключевые слова:** Экономическая безопасность, энергетическая безопасность, транспортировка углеводородного сырья, экономика России, ТЭК, нефтегазовая промышленность, нефть, газ, энергетические рынки, восточные регионы России.

## THE ROLE OF THE OIL AND GAS INDUSTRY IN ENSURING THE ECONOMIC, SCIENTIFIC AND TECHNOLOGICAL SECURITY OF RUSSIA

**T. M. Mamakhatov**

*Security Problems Studies Centre of Research of the Russian Academy of Sciences, Moscow.  
Institute of Far Eastern Studies of the Russian Academy of Sciences, Moscow*

**Annotation.** The article is devoted to the topic of ensuring the economic, scientific and technological security of Russia in the field of the oil and gas sector. The role of the oil and gas industry and the entire fuel and energy sector in the development of the country's economy and ensuring its security is considered.

Despite the decline in the price level of energy resources in the global energy market, a significant part of the budget revenue in our country is formed thanks to the oil and gas industry. Russia remains one of the leading exporters of resources in the global energy market, maintaining a developed fuel and energy complex that plays a key role in foreign and domestic policy, as well as being a driver of growth.

In the current conditions of external sanctions pressure and internal industry problems, there is a question of ensuring the country's economic security and the role of the oil and gas sector in ensuring it.

**Keywords:** Economic security, energy security, transportation of hydrocarbons, Russian economy, fuel and energy complex, oil and gas industry, oil, gas, energy markets, eastern regions of Russia.

Несмотря на снижение уровня цен энергетических ресурсов на мировом энергетическом рынке, значительная доходная часть бюджета в нашей стране формируется благодаря нефтегазовой отрасли. Россия остается одним из ведущих экспортеров ресурсов на мировом энергетическом рынке, сохраняя развитый топливно-энергетический комплекс, играющий ключевую роль в проведении внешней и внутренней политики, а также являющийся драйвером роста [2, с. 5].

Таким образом, при обеспечении экономической безопасности, энергетические ресурсы остаются главным преимуществом российской экономики. Запасы нефти и газа в будущем будут также увеличены с внедрением инновационных технологий добычи с помощью которых появиться возможность добычи труднодоступных ресурсов нефти и газа, что позволит продлить «углеводородный век» в долгосрочной перспективе. Измениться должна лишь качественная составляющая, делающая ставку на производство продукции нефтегазовой отрасли с высокой добавленной стоимостью.

Принятая «Энергетическая стратегия — 2035», определяет ключевую цель нефтегазовой отрасли как создание инновационного, высокоэффективного энергетического сектора. В Стратегии заложен принцип ухода от ресурсно-сырьевой модели экономики к ресурсно-инновационной, с наращиванием производства нефтепродуктов и увеличением доли в потреблении внутреннего рынка. Ставка делается на модернизацию нефтегазовой и вообще энергетической инфраструктуры и развитие научно-технологических направлений. Нефтегазовая отрасль играет важнейшую роль в обеспечении экономической и научно-технологической безопасности России.

Можно выделить следующие приоритетные для обеспечения научно-технологической безопасности направления нефтегазовой отрасли:

- Инновационные технологии геологоразведки и разработки месторождений;
- Разработка месторождений нетрадиционных источников углеводородов (битуминозные пески, сланцевая нефть, сланцевый газ, газогидраты и т.п.);
- разведка и разработка месторождений на шельфе;
- внедрение инновационных технологий в нефтехимии и нефтепереработке;
- внедрение информационных технологий, как например «Большие данные»;
- сохранение окружающей среды.

На сегодняшний день можно с уверенностью сказать, что нефтегазовая отрасль стоит перед одним из важнейших выборов. Это либо выход на лидирующее положение при переходе на новый инновационный уровень развития, либо потеря актуальности с сохранением статуса «энергетической заправки» в мировой экономике. Реализация заявленных в статье тезисов позволит в будущем обеспечить основные направления развития инновационного потенциала российской нефтегазовой отрасли.

Направления развития нефтегазовой отрасли России для обеспечения экономической и научно-технологической безопасности:

1. Наращивание добычи углеводородов на месторождениях по конкурентоспособной себестоимости;
2. Модернизация месторождений с применением инновационных технологий позволяющих включать в добычу тяжелые нефти, жирный газ и попутный нефтяной газ);
3. разработка инновационных технологий по промышленной добыче трудноизвлекаемых углеводородных запасов, позволяющих снизить себестоимость эксплуатации;
4. развитие собственного производства технологических компонентов необходимых для внедрения инновационных технологий и создания инновационных продуктов, а также обеспечения технологической безопасности;
5. увеличение количества газоперерабатывающих заводов;
6. увеличение доли инновационных продуктов в общем объеме выпуска продукции нефтепереработки и нефтехимии;

7. интегрированные нефтяные и газохимические крупные кластеры, ориентированные на выпуск товаров с высокой добавленной стоимостью на рынке инновационной продукции;
8. повышение экологической безопасности производств и объектов ТЭК [1, с.12].

Обеспечение экономической безопасности страны возможно только с решением вопроса диверсификации нефтегазовой отрасли в сторону развития технологичной продукции. Требуется осуществить переход к производству высокомаржинальной инновационной продукции (продукты глубокой нефтегазопереработки), а также производству инновационных технологий «внутри» нефтегазовой отрасли (новые способы добычи, ГРП, внедрение цифровых технологий и т.д. Основой обеспечения научно-технологической безопасности должно быть развитие ведущей отрасли российской промышленности, с осуществлением технологического перехода от добычи нефтегазоресурсов к производству инновационных продуктов. Внутри страны должен быть покрыт внутренний спрос и осуществлен выход на экспорт на мировые рынки инновационных нефтегазопродуктов.

Преодоление экономического и структурного кризиса и уход от «нефтяной иглы» возможен и без радикального изменения вектора развития экономики России.

### Список литературы

1. Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201905140010?index=0&rangeSize=1> (16.05.2019).
2. Мамахатов Т.М, Мухаммед М.Дж., Чайковский А. М. Анализ экономического эффекта проекта «Сила Сибири» на развитие Восточных регионов России / Мамахатов Т.М, Мухаммед М.Дж., Чайковский А. М. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири 2020. № 2 (42) С. 110–122.
3. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мочалов Р. А., Мамахатов Т. М. Эффективное использование материальных запасов предприятия по добыче газа в условиях крайнего севера / Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мочалов Р. А., Мамахатов Т. М. // Экологический вестник России. 2017. № 1. С. 1–8.
4. Производство в России, официальный сайт Москва. URL: <https://productcenter.ru/producers/catalog-polimieru-281>. (дата обращения: 09.02.2021). Текст : электронный.

## ЦИФРОВИЗАЦИЯ: ПРОБЛЕМА РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ИЛИ НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ПРОРЫВА? \*

В. В. Окрепилов, Н. Л. Гагулина

*Институт проблем региональной экономики Российской академии наук, Санкт-Петербург*

**Аннотация.** Цифровизация, как источник радикальных трансформаций в экономике, вызывает много вопросов у государства, бизнеса, общества и научного сообщества. Станет ли проблематичным поддержание высокого уровня развития топливно-энергетического комплекса в условиях цифровизации? Каковы шансы повышения конкурентоспособности российского ТЭК? Являются ли цифровые платформы оптимальным решением для отраслевого прорыва? Поиск ответов на данные вопросы привел авторов к выводу о целесообразности применения теоретико-методологической базы экономики качества в выборе новых возможностей для отраслевого прорыва в ТЭК.

**Ключевые слова:** трансформация экономики, цифровые платформы, топливно-энергетический комплекс, экономика качества

## DIGITALIZATION: THE PROBLEM OF DEVELOPING THE FUEL AND ENERGY COMPLEX OR NEW OPPORTUNITIES FOR A BREAKTHROUGH?

V. Okrepilov, N. Gagulina

*Institute for Regional Economic Studies Russian Academy of Sciences, St.Petersburg*

**Abstract.** Digitalization as a source of radical transformations in economy raises a lot of questions for the state, business, society and scientific society. May maintaining a high level of development of the fuel and energy complex in the context of digitalization become problematic? What are the chances of increasing the competitiveness of the Russian fuel and energy sector? Are digital platforms the optimal solution for an industry breakthrough? Searching the answers to these questions led authors to the conclusion that it is advisable to use the theoretical and methodological basis of the quality economy in the search for new opportunities for an industry breakthrough in the fuel and energy sector.

**Key words:** Economy transformation, digital platforms, fuel and energy complex, quality economics

Конкурентоспособность и лидирующие позиции страны в мировой экономике в большей степени, чем раньше, определяются инновационными структурными трансформациями на всех уровнях национальной экономики [1]. Потребность в цифровой трансформации во всем мире связана с возможностями роста эффективности в том числе, за счет внедрения цифровых платформенных решений.

---

© В. В. Окрепилов, Н. Л. Гагулина, 2021

\* Работа подготовлена по результатам ФНИ по Программе фундаментальных научных исследований государственных академий наук на 2013–2020 гг.



Одной из стратегически важных задач, решение которых способно придать мощный импульс инновационному развитию экономики, является создание цифровых платформ управления экономикой и отраслями. Привлекательность цифровых платформ в том, что они могут быть оптимизированы одновременно и для интегрированных, и для специализированных решений, а это довольно долго считалось недостижимым. Кроме того, платформы отодвигают на второй план и проблемы территориальной разобщенности как внутри крупной компании, так и внутри региона. Они начинают использоваться и в виде основных каналов взаимодействия с клиентами, и как средство осуществления транзакций, и в качестве инструмента создания инновационных бизнес-моделей.

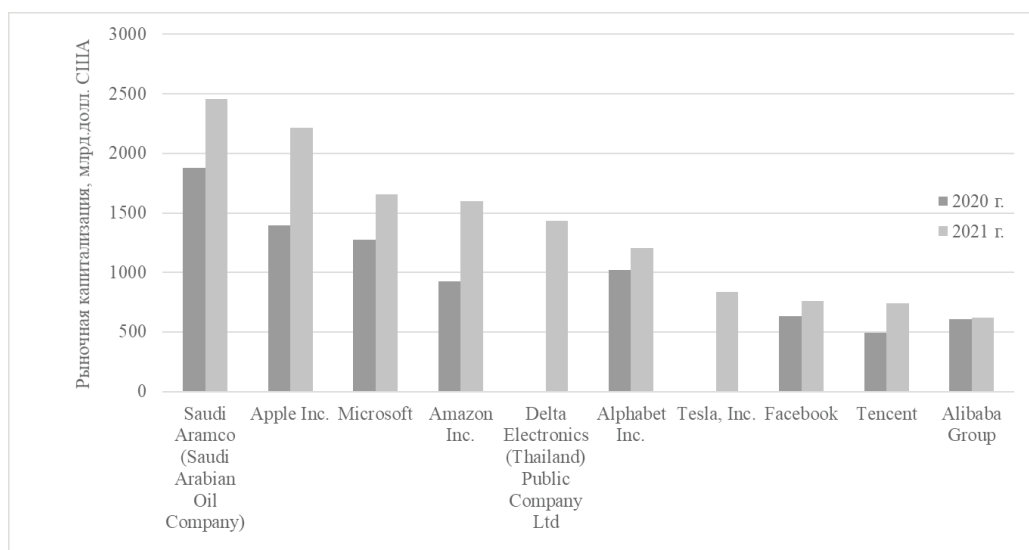
Цифровые платформы создают благоприятные условия для формирования и развития цифровых активов, что способствует достижению в минимальные сроки максимальной экономики на масштабе. Полученные экономические преимущества создают высокую прибыльность для компаний базирования, достигающую более 70 %. В рейтинге самых дорогих компаний мира доля компаний, использующих цифровые активы, в начале 2021 года составила более 80 % (см. рисунок, построенный авторами по данным [2]). Лидерами мировой экономики по росту показателя рыночной капитализации являются высокотехнологичные компании, прочно стоящие на цифровых платформах.

Обращает на себя внимание национальная нефтяная компания Саудовской Аравии Saudi Aramco (Saudi Arabian Oil Company) — бессменный лидер рейтинга в 2020-2021 гг. Saudi Aramco — крупнейшая компания мира по стоимости бизнеса. Она успешно конкурирует с компаниями, которые занимают устойчивые позиции в сфере электроники и информационных технологий, разработки программного обеспечения и др., таких как Facebook, Google, Apple, Amazon и другие. Успех большинства из них воспринимается как должное и связан именно с технологическим прорывом в ключевых областях цифровой экономики. Однако это не исключает, а, скорее, открывает новые перспективы для отраслевого прорыва в других областях, которые зачастую воспринимаются как традиционные.

Проникновение платформенных решений в автомобилестроение (совместное использование и беспилотники), банковское дело, здравоохранение (диагностика, интернет вещей и самообслуживание), страхование (персонализация), производство и торговлю, право (интерактивные умные контракты), образование (преимущественно, EdTech) создает предпосылки для отраслевого прорыва и цифровой трансформации экономики. Хотя цифровизация топливно-энергетического комплекса менее популяризована, ожидаемый эффект от нее и в нефтегазовой отрасли, и в электроэнергетике, и в угольной промышленности значителен, что находит отражение в стратегических решениях, принимаемых на всех уровнях власти. Цифровые платформы составляют одно из ключевых направлений государственной поддержки цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса (см. таблицу).

#### **Ключевые направления государственной поддержки цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса**

<b>Нефтегазовая отрасль Цифровой нефтегаз</b>	<b>Электроэнергетика Цифровая электроэнергетика</b>	<b>Угольная отрасль Цифровой уголь</b>
Цифровые платформы	Цифровые платформы	Цифровые платформы
Развитие кадров	Безопасность	Кадры
Обмен данными	Анализ данных	Анализ данных
Сквозные технологии	Инфраструктура	Технологии
Импортозамещение	Цифровые системы	Системы управления
Регулирование	Регулирование	Регулирование



Топ-10 самых дорогих компаний мира по показателю рыночной капитализации (на начало года), млрд долл. США

Анализ ключевых направлений государственной поддержки цифровой трансформации ТЭК показывает глубокую вовлеченность экономики качества и ее составляющих: метрологии, стандартизации и управления качеством в трансформационные процессы.

Метрология предоставляет единые методы измерения и оценки показателей цифровой экономики. Связь метрологии со стандартизацией обусловлена стандартизацией единиц измерений, системы государственных эталонов, средств измерений и методов поверок, создании стандартных образцов свойств и состава веществ.

Стандартизация направлена на достижение оптимальной степени упорядочения в определенной области посредством установления положений для всеобщего и многократного использования в отношении реально существующих или потенциальных задач [3]. Все ключевые направления цифровой трансформации ТЭК в том или ином виде охвачены стандартизацией. Опираясь на метрологию, стандартизация обеспечивает правильность, сопоставимость результатов измерений, распространяет эти качества на экономику в целом.

Принципы принятия решений, способы их реализации, контроль исполнения, планирование возможных улучшений — все это входит в сферу управления качеством, которая в направлении «Регулирование», явно присутствует даже в обобщенных данных таблицы. Это свидетельствует о большом потенциале и высокой результативности экономики качества в цифровой экономике в целом и в цифровой трансформации ТЭК, в частности.

По результатам проведенного исследования можно прийти к выводу о значительных возможностях для отраслевого прорыва в ТЭК. Рассматривая качество как комплексную систему методов и инструментов, применяемую во всей системе экономических отношений, экономика качества позволяет найти оптимальные решения проблем цифровой трансформации ТЭК на всех иерархических уровнях управления. Применение теоретико-методологической базы экономики качества и ее инструментария создает дополнительные преимущества в решении проблем развития ТЭК.

### Список литературы

1. Natalya Gagulina, Alexander Samoylov, Andrey Novikov and Elena Yanova. Innovation-driven development and quality of living under conditions of digital economy // E3S Web of Conferences, Vol. 157, 04037 (2020). (<https://doi.org/10.1051/e3sconf/202015704037>)
2. ТОП 10 самых дорогих компаний мира (URL: <https://ru.fxssi.com/top-10-samyx-dorogix-kompanij-mira>)
3. Окрепилов В. В. Роль стандартизации в устойчивом развитии сообществ. // Проблемы прогнозирования. 2015. Т. 148. № 1. С. 3–10.

## ВЛИЯНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НА ЭКОНОМИКУ И ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ \*

И. В. Филимонова, В. Ю. Немов, А. В. Комарова, М. В. Мишенин

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

**Аннотация.** В работе проанализированы принципы построения классификации трудноизвлекаемых запасов нефти, даны рекомендации по их совершенствованию. Рассмотрены вопросы импортозамещения в нефтегазовом машиностроении, выделены основные дефицитные позиции и направления решения этого вопроса. Особое внимание уделено систематизации положительных эффектов от вовлечения трудноизвлекаемых запасов нефти в хозяйственный оборот.

**Ключевые слова:** трудноизвлекаемые запасы, технологии, инновации, экономический рост, стимулирование, классификация, импортозамещение, высокотехнологическое оборудование

## THE INFLUENCE OF OIL PRODUCTION FROM HARD-TO-REMOVE RESERVES ON THE ECONOMY AND INNOVATIVE DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY

I. Filimonova, V. Yu. Nemov, A. V. Komarova, M. V. Mishenin

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

**Annotation.** The paper analyzes the principles of constructing a classification of hard-to-recover oil reserves, and gives recommendations for their improvement. The issues of import substitution in the oil and gas engineering industry are considered, the main deficit positions and directions for solving this issue are highlighted. Particular attention is paid to the systematization of positive effects from the involvement of hard-to-recover oil reserves in the economic turnover.

**Key words:** hard-to-recover reserves, technologies, innovation, economic growth, incentives, classification, import substitution, high-tech equipment

### Определение и принципы классификации ТРИЗ

В последние годы важное значение приобретает понятие трудноизвлекаемых (ТРИЗ) запасов нефти в связи с тем, что наблюдается устойчивое ухудшение качественных и горно-геологических характеристик сырьевой базы. Данный факт подтверждается тем, что в Стратегии развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035 г., утвержденной Правительством РФ в декабре 2018 г., отмечается, что именно вовлечение в отработку трудноизвлекаемых запасов нефти способно обеспечить удержание уже достигнутого уровня добычи после 2025 г.

© И. В. Филимонова, В. Ю. Немов, А. В. Комарова, М. В. Мишенин, 2021

\* Работа выполнена при поддержке гранта Президента РФ в рамках научного проекта № НШ-2571.2020.6 и базового проекта НИР № 0331-2019-0028 лаборатории 349 ИНГГ СО РАН.

Вместе с тем, единого определения этого понятия пока не сложилось, поэтому в настоящее время существует множество трактовок определений, некоторые из них представлены в работах Азанова Е., Антониади Д. Г., Шпурова И., Якуцени В. П., Лисовского Н. Н., Дубинского Г. С., Пуртова И. П. и Дуркина С. М. Наиболее полная классификация ТРИЗ дана в 1994 г. в работах Лисовского Н. Н. и Халимова Э. М., в которой выделены такие категории как аномальная по характеристикам нефть; низкопроницаемые коллекторы; нефть выработанных месторождений; нефть низкопродуктивных пластов; удаленность от инфраструктуры.

В 2009 г. Лисовским Н. Н. предложено относить к ТРИЗ также запасы мелких и мельчайших месторождений.

Одно из официальных определений ТРИЗ сформулировано в Приказе Минприроды России №41 от 13 февраля 1998 г., где доводится до сведений недропользователей, что трудноизвлекаемыми следует считать запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами.

Таким образом в связи широким определением, критерии отнесения к ТРИЗ основаны не только на особых условиях залегания и физико-химических свойствах углеводородов, но и экономической и технологической целесообразности их освоения. Такой широкий диапазон трактовки термина, особенно по экономической составляющей, позволяет считать ТРИЗ все новые и слабоизученные нефтегазоносные районы и области, территории со слабо развитой транспортной и трубопроводной инфраструктурой, шельфовые месторождения. Если упразднить в определении экономический критерий и оставить сочетание геологических и технологических критериев, то определение ТРИЗ будет более целостным. А месторождения малые по объему запасов или с высокой степенью выработанности и обводненностью сгруппировать в отдельную категорию традиционных запасов.

Возможно для совершенствования или разработки нового определения ТРИЗ целесообразно оттолкнуться от противного и сначала зафиксировать определение запасов, разрабатываемых «традиционными способами».

### **Технологии освоения ТРИЗ**

Для организации добычи трудноизвлекаемых запасов требуются нетрадиционные технологии, поскольку объекты как правило имеют сложное геологическое строение и особые коллекторские свойства. До настоящего времени в России наблюдается дефицит ряда технологий и оборудования для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Поэтому, объявленные секторальные санкции со стороны США и стран Европы в 2014 г. в виде запрета на импорт оборудования для освоения ТРИЗ и шельфовых месторождений имели большое значение для устойчивого развития нефтегазового комплекса страны.

Одним из решений этой задачи стало формирование программы импортозамещения и соответствующих отраслевых планов Министерством промышленности и торговли РФ. Так в плане мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения РФ, утвержденном Приказом Минпромторг России №1329 от 16 апреля 2019 г. на период 2019-2024 гг. обозначена высокая зависимость от зарубежных аналогов по следующим позициям, связанных с освоением ТРИЗ: оборудование, технологические комплексы для гидроразрыва пласта (85 %); гелеобразователи для буровых растворов и жидкостей для гидроразрыва пласта (85 %); комплексы оборудования для наклонно-направленного и горизонтального бурения скважин (70 %); программные средства для интерпретации сейсморазведки и построения моделей геологических разрезов, гидродинамического моделирования (90 %).



Для выполнения плана мероприятий по импортозамещению Правительство РФ ежегодно проводит ряд конкурсов и выделяет целевое финансирование не только на научные разработки, но и организацию производства высокотехнологической и импортозамещающей техники и технологий, например, в рамках Постановления Правительства РФ №218.

Для развития стадии отработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых запасов, в 2019 г. Правительством РФ были ободрены изменения в Закон «О недрах» закрепляющие отдельный вид пользования недрами — разработка технологий изучения, геологоразведки и добычи ТРИЗов. Так называемые экспериментальные полигоны для инноваций.

Таким образом, необходимость обеспечения экономики страны устойчивыми уровнями добычи энергетического сырья в условиях истощения базовых месторождений Западно-Сибирской и Волго-Уральской НГП обуславливают потребность в вовлечении в хозяйственный оборот трудноизвлекаемых запасов нефти.

### **Положительные эффекты от освоения ТРИЗ**

Несмотря на негативную тенденцию в ухудшении условий освоения месторождений и удорожании процесса их эксплуатации, можно выделить несколько положительных эффектов для экономики регионов добычи и страны в целом, а также развития смежных отраслей:

- постепенное решение задачи развития отечественного нефтегазового машиностроения и программного обеспечения (импортозамещения);
- рост инновационной составляющей в производстве технологического оборудования и услуг для освоения ТРИЗ (высокотехнологичная продукция и услуги);
- расширения номенклатуры экспортируемой продукции и потенциальный рост несырьевого экспорта;
- повышение надежности воспроизводства запасов углеводородов и обеспечение долгосрочного устойчивого уровня добычи в целом;
- пространственное развитие территории в следствии формирования новых центров нефтегазодобычи, в том числе в Арктической зоне и континентальном шельфе;
- институциональные преобразования (законодательные, налоговые, административные), отражающие актуальные проблемы и возможности стимулирования добычи углеводородов из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами;
- косвенные социальные эффекты, связанные с ростом числа занятых и новых рабочих мест, подготовка кадров с новыми компетенциями, появление новых профессий и как следствие развитие образовательной среды.

### **Заключение**

Таким образом, несмотря на высокую обеспеченность запасами текущих уровней добычи нефти и газа в стране, происходит устойчивое изменение структуры минерально-сырьевой базы — ухудшение качества остаточных и рост трудноизвлекаемых запасов. Присутствие большого временного лага между разработкой адекватных технологических решений, позволяющих организовать рентабельную добычу ТРИЗ и началом их промышленной эксплуатации, а также мировой опыт, обуславливают необходимость интенсификации программ развития и пересмотр стратегических целей развития государственных документов для установления новых ориентиров по вовлечению ТРИЗ в хозяйственный оборот.

### Список литературы

1. Конторович А. Э. и др. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы // Геология и геофизика. 2016. Т. 57. №. 12. С. 2097–2114.

2. Конторович А. Э. и др. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз // Энергетическая политика. 2016. №. 2. С. 34–43.

3. Лисовский Н. Н., Халимов Э. М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. 2009. №. 6. С. 33–35.

4. Пуртова И. П., Шпуров И. В., Вариченко А. И. Трудноизвлекаемые запасы нефти. Терминология. Проблемы и состояние освоения в России // Наука и ТЭК. 2011. №. 6. С. 21–26.

5. Филимонова И. В. и др. Роль трудноизвлекаемых запасов нефти в воспроизводстве сырьевой базы и устойчивом развитии нефтегазового комплекса России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2020. №. 6. С. 12–20.

## СЕКЦИЯ 3

### ГЕОФИЗИКА, ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКА УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 550.34.06.013.3

DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-240-243

#### ПРИМЕРЫ ПРАКТИЧЕСКОГО ОПРОБОВАНИЯ МЕТОДА МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ В ИНТЕРЕСАХ ИЗУЧЕНИЯ, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

**А. В. Горбатилов**

*Институт физики Земли РАН, Москва*

**Аннотация.** Метод микросейсмического зондирования (ММЗ) применялся в ряде экспериментальных исследований на объектах нефтегазового комплекса и сопоставлялся с независимыми результатами бурения и результатами применения известных промышленных сейсморазведочных методов на выбранных объектах. На основе полученных результатов предлагаются подходы применения метода для повышения эффективности разведочного бурения и эксплуатационных работ на месторождениях углеводородов.

**Ключевые слова:** Микросейсмическое зондирование, нефтегазовый комплекс, месторождения углеводородов.

#### EXAMPLES OF PRACTICAL TESTING OF THE METHOD OF MICROSEISMIC SENSING IN THE INTERESTS OF STUDYING, EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF HYDROCARBON DEPOSITS

**A. V. Gorbatiikov**

*Institute of Physics of the Earth RAS, Moscow*

**Annotation.** The microseismic sounding method (MSM) was used in a number of experimental studies at oil and gas facilities and was compared with independent drilling results and the results of using well-known industrial seismic methods at selected targets. On the basis of the results obtained, approaches to the application of the method are proposed to improve the efficiency of exploration drilling and production operations in hydrocarbon fields.

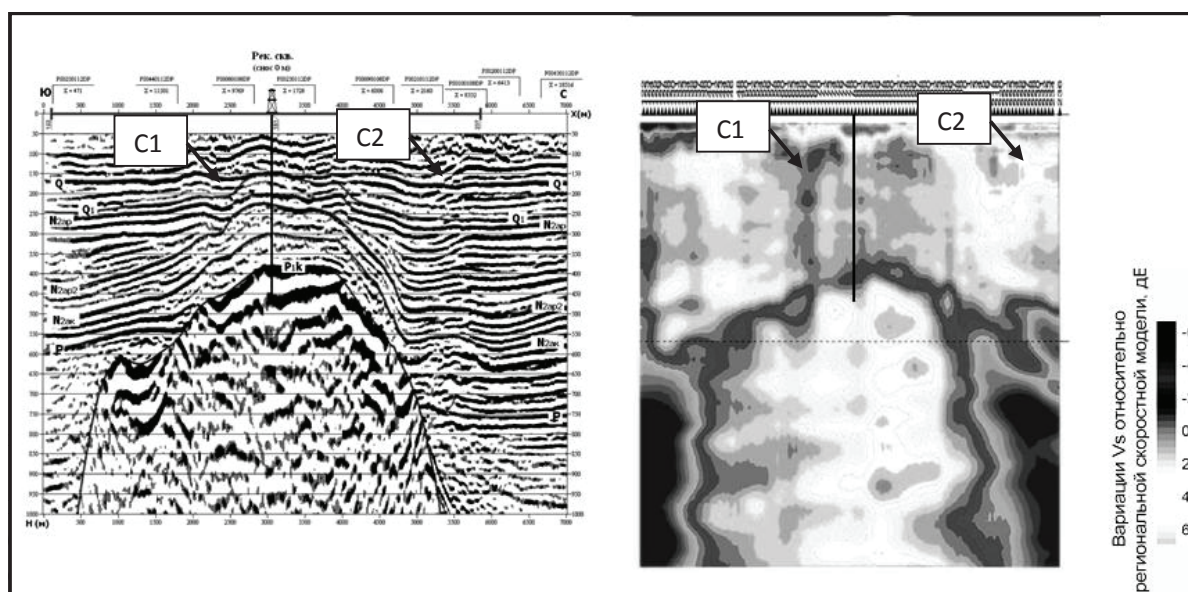
**Key words:** microseismic sounding, oil and gas complex, hydrocarbon deposits.

В семействе методов пассивной сейсморазведки на проходящих микросейсмических волнах ММЗ [1-3] отличается тем, что для оценки изображения глубинных геологических структур он не использует информацию о фазовом набеге между точками наблюдательной сети, а использует поле амплитудных искажений, формируемое при взаимодействии исходного естественного фонового микросейсмического поля со скоростными неоднородностями в среде. Процесс формирования искажений исследовался путем численного моделирования, на отдельных физических моделях и в ходе сопоставления с данными бурения и промышленной сейсморазведки на реальных геологических структурах. Получены приемы оценки геометрии глубинных геологических структур и оценки скоростей сейсмических волн в них относительно вмещающей среды.

Информативным параметром в методе является степень искажения спектров исходного микросейсмического поля при его рассеянии на скоростных неоднородностях. Фазовая информация не используется. Форма и глубина залегания неоднородности оценивается исходя из *пространственного распределения искажений* спектра исходного поля, фиксируемого на земной поверхности, и *частоты*, на которой эти искажения проявляются в максимальной степени.

В методе считается, что естественное фоновое микросейсмическое поле преимущественно представлено фундаментальными модами Рэля в широком частотном спектре (и, соответственно, в широком спектре волновых чисел). Установлено, что существует критическая частота волны Рэля  $f_c$ , для которой искажения от компактной (по сравнению с длиной волны) неоднородности, залегающей на глубине  $H$  максимальны по сравнению с искажениями от этой же неоднородности на соседних частотах  $f$  наблюдаемого спектра. Частота  $f_c$  связана с глубиной  $H$  и региональной моделью дисперсионной кривой фундаментальной моды волны Рэля  $V_R(f)$  соотношением:  $H \approx KV_R(f) / f_c$ . Это подтверждается модельными расчетами и исследованиями геологических объектов различного масштаба и генезиса. Длина волны  $\lambda_e = V_R(f) / f_c$ , соответствующая  $f_c$ , называется эффективной длиной волны для глубины  $H$ . Численный коэффициент  $K$  называется коэффициентом глубинной привязки ( $0.3 < K < 0.5$ ).

Методика проведения полевых измерений сводится к накоплению спектров мощности микросейсмического сигнала в течение некоторого времени последовательно от точки к точке



Сравнение МОВ ОГТ 2Д и ММЗ вдоль одного и того же профиля длиной 5000 м, пересекающего соляной диапир с кровлей на глубине 400 метров, поселок Селитренное, Астраханская обл.

вдоль профиля одним или несколькими переносными датчиками. Одновременно регистрируется микросейсмический сигнал на опорной точке в пределах исследуемого полигона. Коррекция на нее выполняется для устранения эффекта нестационарности зондирующего микросейсмического сигнала. В зависимости от поставленной задачи возможно проведение как профильной, так и площадной съемки.

Выработанный набор приемов в части полевых измерений и интерпретации был применен в ряде исследований на существующих газовых и нефтяных месторождениях Астраханской области, Краснодарского и Ставропольского краев.

Хороший пример для сопоставления ММЗ с промышленным методом МОВ ОГТ получен в Астраханской области (см. рисунок). Наличие соляного диапира подтверждается бурением (скважина указана на рисунке). Обращает на себя внимание понижение скоростей сейсмических волн в боковых прилегающих зонах и в слое фронта кровли диапира по данным ММЗ (чего явным образом не наблюдается на разрезе МОВ ОГТ). Очевидно, это связано с тектоническими силами, разрушающими вмещающий массив и фронтальный слой при всплытии диапира. При этом видно, что само тело диапира остается консолидированным. Также по ММЗ заметна зона растрескивания над центральной частью купола в виде субвертикальных полос. На разрезе МОВ ОГТ одна из таких структур выглядит, как складка целого слоя (рис.1, С1), а судя по разрезу ММЗ эта складка представляет трещиноватую зону, поскольку имеет пониженные скорости. В то же время складка С2 на разрезе МОВ не имеет следа на разрезе ММЗ, и поэтому ее можно считать ненарушенной.

Основываясь на данном примере и на многих других проведенных сопоставлениях можно увидеть, что ММЗ предоставляет в распоряжение исследователей независимый дополнительный к сейсморазведке атрибут, который может оказать существенную пользу при оценке положения зон трещиноватости, пористости, а также зон активного метасоматоза, в том числе для оценки положения и залегания разломных структур.

Так, в работах 2002-2003 гг на Астраханском газоконденсатном месторождении было проведено сопоставление положения в плане зон повышенной пористости в продуктивном коллекторе на глубинах 4-4.1 км, измеренной непосредственно в продуктивных скважинах, и зон с пониженными скоростями сейсмических волн, выделенных по ММЗ. Статистический анализ для выделенной в пределах АГКМ площади показал, что при случайном выборе места бурения вероятность попадания в зону высокой пористости оценивается как 42 %, в то время как вероятность попадания в зону высокой пористости при подборе места бурения с учетом данных микросейсмического зондирования составляет 74 %.

В работах 2007-2009 гг на юге Краснодарского края была отмечена разница в строении верхнего двухкилометрового слоя осадков между грязевым вулканом Шуго и близ-расположенным нефтяным месторождением Адагум. Если в случае грязевого вулкана в разрезе выделяется отчетливый литрический канал, прослеживающийся непрерывно с глубин ~5 км и выходящий на поверхность как раз в месте грязевулканической постройки, то в случае месторождения аналогичный канал также начинается на глубине порядка 5 км, но не выходит на поверхность, а заканчивается (по всей видимости, ввиду локальных тектонических условий) системой изолированных объемов с пониженными скоростями сейсмических волн, на глубинах 1.5–2 км, что соответствует продуктивным глубинам разрабатываемого в данном месте месторождения и может интерпретироваться как область коллектора.

В 2019 году профилем ММЗ была пересечена разломная система, обрамляющая с севера Кубанский прогиб (Ставропольский край). Пересечение было осуществлено в месте расположения разведочной скважины с глубиной ~5 км. По полученным материалам ММЗ хорошо прослеживается известная система глубинных разломов, а также выделяется потенциально перспективная область коллекторов, подтверждающаяся данными бурения.



В результате ряда исследований с помощью ММЗ в различных регионах России и в различных геолого- тектонических условиях в местах, приуроченных к различным месторождениям углеводородов, выяснено следующее. ММЗ может обеспечивать независимую информацию о наличии и пространственном положении перспективных зон, обладающих коллекторными свойствами (которые в разрезах выглядят как области пониженных скоростей сейсмических волн), а также отчетливо картировать разломные зоны и определять их геометрию по глубине, что представляется весьма полезным при планировании разведочного и промышленного эксплуатационного бурения (повышая его эффективность) при разработке месторождений УВ.

### Список литературы

1. Горбатиков А. В. Способ сейсморазведки. Патент РФ №2271554 // Бюллетень изобретений. 2006. №7.
2. Горбатиков А. В., Степанова М. Ю., Кораблев Г. Е. Закономерности формирования микросейсмического поля под влиянием локальных геологических неоднородностей и зондирование среды с помощью микросейсм // Физика Земли. 2008. № 7. С. 66–84.
3. Горбатиков А. В., Цуканов А. А. Моделирование волн Рэлея вблизи рассеивающих скоростных неоднородностей. Изучение возможностей метода микросейсмического зондирования // Физика Земли. 2011. № 4. С. 96–112.

## СТРОЕНИЕ РАЗРЕЗА РИФЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АЛДАНО-МАЙСКОЙ НГО ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

И. А. Губин, Л. Н. Константинова

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

**Аннотация.** Алдано-Майская НГО является важным объектом нефтегазопоисковых работ. Она расположена в зоне сочленения юго-восточной части Сибирской платформы и структур Верхояно-Колымской складчатой области. В работе представлены результаты переинтерпретации сейсмических данных, полученных на территории Алдано-Майской НГО с 2005 г, в частности прослежены отражающие горизонты в рифейском интервале разреза, выполнена их стратификация по скважинам. Составлена карта выходов свит рифея на предвендскую и современную поверхности размыва. Построен разрез через зону выклинивания рифейских отложений, с которой могут быть связаны ловушки УВ.

**Ключевые слова:** Алдано-Майская НГО, рифей, ловушка, временной разрез.

## STRUCTURE OF THE RIPHEAN COMPLEXES OF THE ALDAN-MAYA NGR BASED ON SEISMIC DATA INTERPRETATION

I. Gubin, L. Konstantinova

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk*

**Annotation.** The paper presents the results of reinterpretation of seismic data obtained within the Aldan-Maya NGR since 2005, in particular, the reflecting horizons in the Riphean interval are tracked, and their stratification by wells is performed. A map of the Riphean formation outcrops on the pre-Vendian and Modern erosion surfaces has been compiled. A section is constructed through the zone of wedging of the Riphean sediments, with which HC traprocks can be associated.

**Key words:** Aldan-Maya OGR, Riphean, traprock, time section.

За последние 15 лет в пределах Алдано-Майской нефтегазоносной области (НГО) отработано около 10 тыс. км региональных сейсмических профилей МОГТ на Хандыгинской, Алдано-Майской, Юдомской и др. площадях. В 2014 г. пробурена параметрическая скважина Усть-Майская-366. Предполагалось, что на глубине 3500 м она вскроет битуминозные карбонатные породы малгинской свиты среднего рифея [1]. Из этой свиты еще в 1938 г. в скважине Лахандинская-1 был поднят керн кавернозных доломитов, пропитанных жидкой нефтью. В действительности же в скважине Усть-Майской-366 на забое 3715 м были вскрыты верхнерифейские отложения. Полученный огромный объем новой геолого-геофизической информации позволил существенно уточнить строение Алдано-Майской НГО, проследить площадное развитие рифейских, вендских и кембрийских

отложений, прояснить некоторые вопросы стратиграфического расчленения рифея в скважине Мокуйская-1 [1-4 и др.].

Несмотря на отсутствие открытых месторождений углеводородов (УВ), обусловленного, в основном, низкой степенью геолого-геофизической изученности, прежде всего, глубоким бурением, большой интерес к изучаемой территории вызван ее высокими перспективами нефтегазоносности. В рифейских отложениях здесь благоприятно сочетаются коллекторские горизонты и экраны [1, 2 и др.]. В то же время, в рифее присутствуют как минимум два нефтегазоматеринских горизонта внутри среднерифейской малгинской (1045±20 млн л) и верхнерифейской игниканской (800±90 млн л) свит. В соответствии с региональным погружением рифейских свит на восток, катагенез органического вещества малгинской свиты меняется от стадии МК<sub>1</sub> до АК<sub>3</sub>, игниканской — от ПК<sub>2</sub> до МК<sub>3</sub> [5]. По характеру залегания и условиям формирования рифейские отложения Алдано-Майской НГО весьма схожи с таковыми уникальной Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции [6].

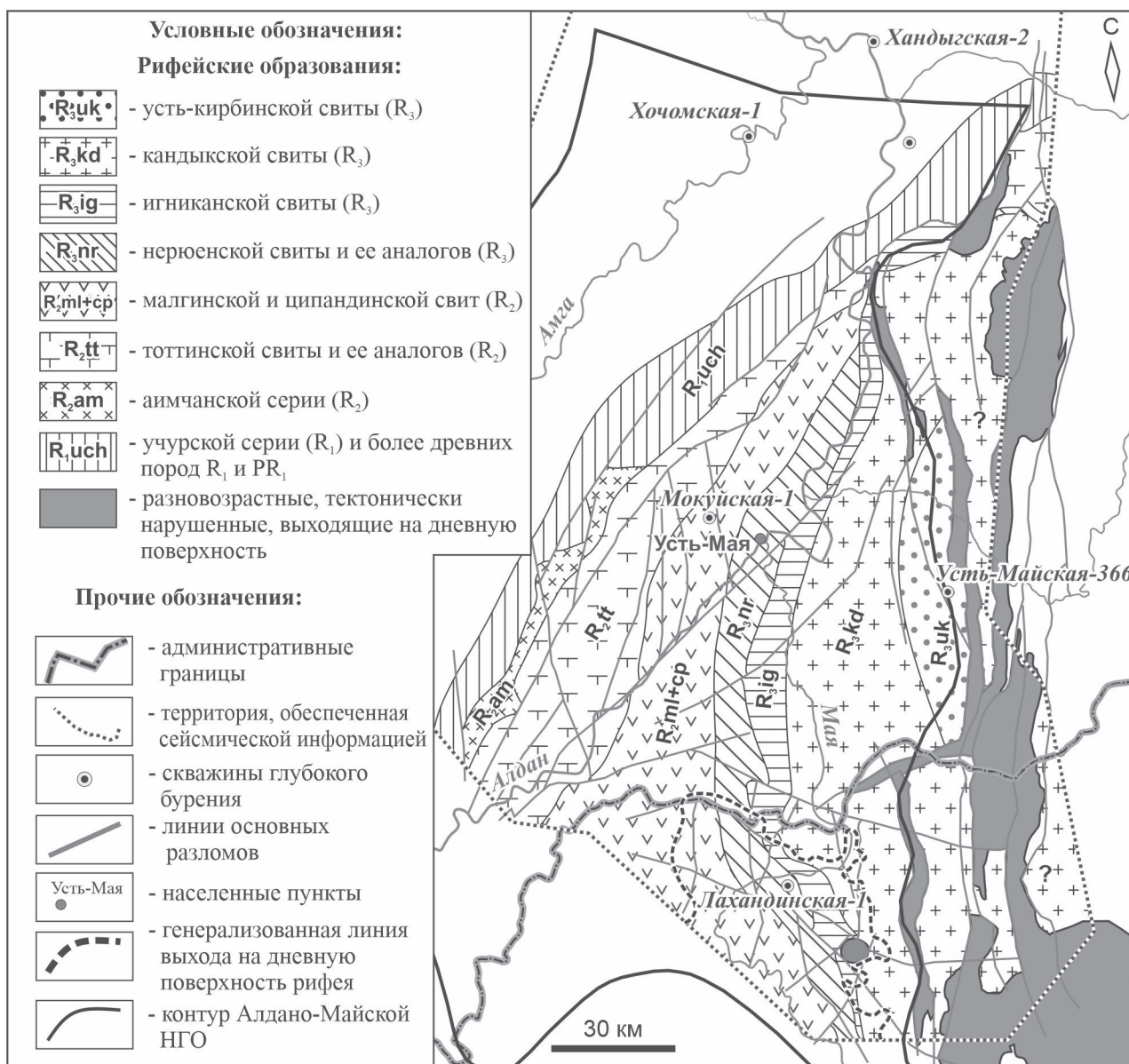


Рис. 1. Схема выходов рифейских образований на преддвандскую и дневную поверхности размыва

Рифейские отложения Алдано-Майской НГО слагают одноименный прогиб, обнажены на юге и востоке, а также вскрыты тремя скважинами: Усть-Майская-366, Лахандинская-1 и Мокуйская-1, которые в такой же последовательности наращивают стратиграфическую полноту разреза от уйской серии верхнего рифея до учурской серии нижнего рифея. Общая толщина рифейских отложений превышает 5 км. Чередование свит преимущественно терригенного и карбонатного состава обуславливает существенную акустическую дифференциацию разреза и создает условия для формирования выдержанных отражающих горизонтов. Указанные обстоятельства позволили стратифицировать отражения на временных сейсмических разрезах с детальностью до свиты и проследить распространение вскрытых скважинами рифейских свит по всей территории Алдано-Майской НГО (рис. 1).

В первом приближении составленную схему можно рассматривать как геологическую карту рифея со снятыми венд-фанерозойскими отложениями. Ее контуры ограничены имеющейся сейсмической информацией. В западной и северной частях Алдано-Майской НГО рифейские отложения отсутствуют, что подтверждает скважина Хочомская-1, вскрывшая под вендом породы фундамента. Граница выклинивания рифейских отложений уверенно картируется по сейсмическим данным. Она протягивается в северо-восточном направлении в пределах Алдано-Амгинского междуречья и далее к северу смыкается со структурами Верхояно-Колымской складчатой области. В предвендское время в процессе байкальского тектогенеза произошла инверсия, в результате чего рифейские отложения приобрели выраженный наклон на восток, а в западной части территории они были размывы вплоть до фундамента. Это привело к формированию структурного несогласия и отчетливой эрозионной поверхности, разделившей рифейский и вендско-мезозойский этажи. В таких условиях можно ожидать наличие ловушек, связанных с зонами выклинивания рифейских отложений, по поверхности которых развиты коры выветривания и палеокарст (рис. 2).

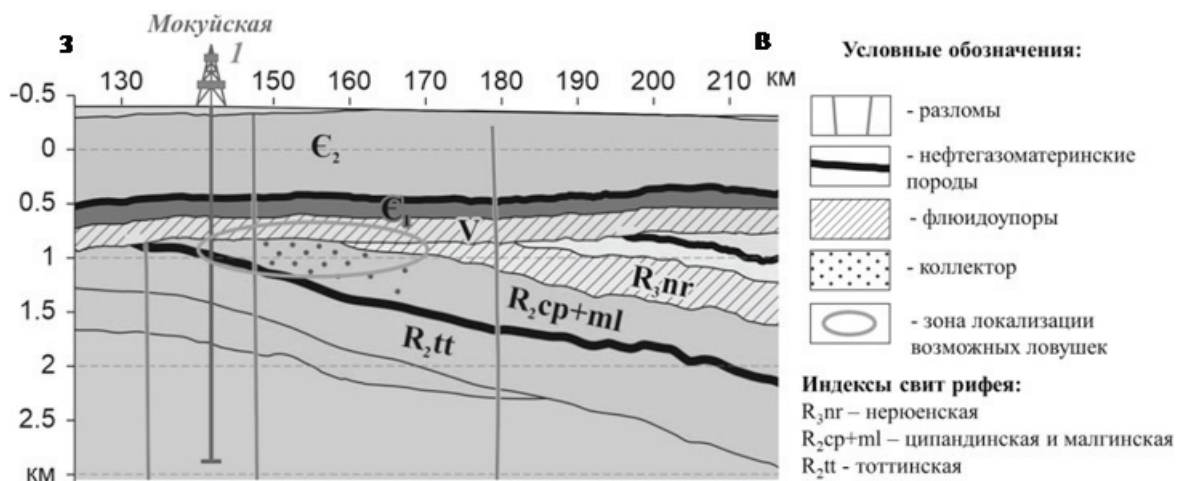


Рис. 2. Принципиальная модель строения среднерифейского карбонатного нефтегазоперспективного комплекса

### Список литературы

1. Шишкин Б. Б. Структура и перспективы нефтегазоносности Алдано-Майской впадины / Б. Б. Шишкин, Г. А. Берилко, П. Н. Соболев, В. С. Старосельцев, А. Н. Страхов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2010. №4. С. 26–40.

2. Нафиков И. Ф. Особенности геологического строения и нефтегазоносности Алдано-Майской впадины / И. Ф. Нафиков // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. 2013. Т. 8. № 3. 12 с. Режим доступа: Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. 2009. Т.4. №1. 21 с. Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/4/34\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/34_2013.pdf)
3. Развозжаева Е. П. Сейсмостратиграфическая модель Алдано-Майского осадочного бассейна (юго-восток Сибирской платформы) / Е. П. Развозжаева // Тихоокеанская геология. 2020. Т. 39. № 5. С. 25–47.
4. Сафронов А. Ф. Перспективы нефтегазоносности Алдано-Майского прогиба / А. Ф. Сафронов, О. Н. Чалай, И. Н. Зуева, А. И. Сивцев // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 1. С. 64–70.
5. Баженова Т. К. Нефтегазообразование в Алдано-Майском бассейне Сибирской платформы / Т. К. Баженова, Л. С. Маргулис // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. 2014. Т.9. №4. 18 с. Режим доступа: Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. 2009. Т. 4. № 1. 21 с. Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/1/44\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/44_2014.pdf)
6. Кузнецов В. Е. Венд-рифейские комплексы Алдано-Майского осадочного бассейна и Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (юго-восток и юго-запад Северо-Азиатского кратона): сравнительный анализ, нефтегазоносность / В. Е. Кузнецов, В. Г. Варнавский // Тихоокеанская геология. 2018. Т. 37. № 1. С. 22–36.



## РЕЗУЛЬТАТЫ СТАТИСТИЧЕСКИ-КОРРЕЛЯЦИОННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

И. А. Мельник

*Инженерная школа природных ресурсов Томского политехнического университета*

**Аннотация.** В данной работе показан принцип статистически-корреляционной интерпретации материалов ГИС. Целью данной работы является иллюстрация связи интенсивности вторичного процесса образования двойного электрического слоя и вторичной каолинитизации с нефтенасыщенностью песчаного коллектора в нижнесреднеюрских пластах Томской области. Интенсивности вторичных процессов являются индикаторами присутствия углеводородов и могут служить критерием их наличия.

**Ключевые слова:** геофизические исследования скважин, углеводороды, нефть, двойной электрический слой, вторичная каолинитизация, интенсивность вторичных геохимических процессов.

## RESULTS OF STATISTICAL-CORRELATION INTERPRETATION OF GEOPHYSICAL RESEARCH MATERIALS

I. A. Melnik

*School of Earth Sciences and Engineering of Tomsk Polytechnic University*

**Annotation.** This paper shows the principle of statistical-correlation interpretation of logging materials. The aim of this work is to illustrate the relationship between the intensity of the secondary process of the formation of an electric double layer and secondary kaoliniteization with the oil saturation of a sandy reservoir in the Lower Middle Jurassic formations of the Tomsk region. The intensities of secondary processes are indicators of the presence of hydrocarbons and can serve as a criterion for their presence.

**Key words:** well logging, hydrocarbons, oil, electric double layer, secondary kaolinitization, intensity of secondary geochemical processes.

За прошедшие десять лет разработана принципиально новая (статистически-корреляционная) методика интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС), позволяющая определять геохимическую информацию, обусловленную вторичными процессами [1, 2, 3]. Под вторичными геохимическими преобразованиями в земной коре понимаются наложено-эпигенетические процессы, контролируемые миграцией глубинных флюидов вследствие появления тектонических разломов растяжения и каналов фильтрации. Интенсивности вторичных геохимических процессов могут являться индикаторами присутствия углеводородов в коллекторах литосферы и причиной понижения удельного электрического сопротивления (УЭС) горных пород. Эквивалентом петрологического определения интенсивности вторичных геохимических процессов, вычисляемой по формуле:

$$I = \frac{n - n_0}{mS},$$

где  $n$  — количество вторичных минералов, образованных в результате поступления внешних флюидов в момент измерения;  $n_0$  — количество данных минералов до начала поступления флюидов и вторичного минералообразования;  $m$  — количество аллотигенных минералов (до начала их геохимического преобразования), генетически связанных с вновь образованными вторичными минералами;  $S$  — площадь исследования, является *статистическая интенсивность* ( $i$ ) вторичных процессов. В работах [1–3] теоретически обосновывается, что совокупно-синхронное, корреляционное изменение точечно-дискретных данных в исследуемом интервале между двумя каротажными (либо петрофизическими) выборками может быть обусловлено вторичными геохимическими процессами. Согласно раннее полученной кинематической зависимости в квазизамкнутой системе (пласт) интенсивность наложено-эпигенетического процесса равна [2]:

$$I = const \times \Delta\tau/\Delta t,$$

где  $\Delta\tau$  — время преобразования вещества,  $\Delta t$  — время течения флюида. В работе приводится обоснование того, что интенсивность вторичного процесса эквивалентна статистической интенсивности.

А статистическая интенсивность этих процессов равна произведению  $R_2$  — коэффициента аппроксимации и  $Y$  — интервального параметра, характеризующего долю выборки:  $I \sim i = YR^2$ , выражающую как качественную ( $R^2$ ), так и количественную ( $Y$ ) меры статистических регрессионных связей, при  $R > |\pm 0.6|$ .

Вторичные процессы приводят к образованию вторичных минералов содержания которых пропорционально зависят от интенсивности соответствующих преобразований. Например — положительная регрессия в корреляционной связи петрофизических параметров выборок глинистости с общей пористостью обусловлена *вторичной каолинитизацией*; обратная корреляция глинистости с УЭС породы наиболее вероятно связана с образованием *двойного электрического слоя* (ДЭС) поверхностной проводимости в глинистых минералах. При отсутствии вторичных процессов: в первом случае, между глинистостью и пористостью корреляция отрицательная; а во-втором случае, между глинистостью и УЭС — положительная.

С целью выявления геохимических индикаторов продуктивных коллекторов в отложениях нижней и средней юры, была проведена статистическо-корреляционная интерпретация данных ГИС в испытанных 98 водонасыщенных и 22 нефтенасыщенных песчаных интервалах на различных месторождениях Томской области.

Результаты усреднения величин интенсивностей вторичной каолинитизации и статистического параметра ДЭС в 120 испытанных пластах нижней и средней юры выявили следующие закономерности (см. таблицу): во-первых, интенсивность вторичной каолинитизации в водонасыщенных пластах приблизительно на 20 % больше данной интенсивности в нефтенасыщенных интервалах; во-вторых, среднее показание интенсивности ДЭС углеводородных пластов

**Усредненные результаты  
статистической интерпретации ГИС  
для нефте- и водонасыщенных интервалов  
нижнесредней юры по Томской области**

Насыщение	б	б
Нефть (Н)	0,09	0,24
Вода (В)	0,11	0,16
Н/В	<b>0,82</b>	<b>1,50</b>

на 50 % выше этой интенсивности в водоносных интервалах. Уменьшение каолинитизации в нефтенасыщенных пластах можно объяснить закономерной консервацией нефтью наложено-эпигенетических процессов преобразования породы, вследствие быстрого заполнения ловушки углеводородами, вытесняющими воду и мигрирующими по каналам с нижних горизонтов, т.е. с фундамента [4].

В свою очередь, увеличение интенсивности образования ДЭС глинистой фракции в нефтенасыщенной песчаной породе может быть обусловлено процессом фазового разделения поступающей глубинной смеси вода-нефть, при котором в процессе формирования залежи, с распадом гидратной оболочки частиц смеси на нефть и временно диссоциированную воду с образованием избытка свободных ионов водорода [5]. Избыток ионов водорода реализуется в случае нарушения зарядового равновесия, например, ионы гидроксильной группы участвуют в формировании гидроксида железа. В связи с наименьшим атомным весом, катионы водорода в значительной степени увеличивают среднюю плотность и подвижность зарядов диффузионного слоя ДЭС трехслойных глин. Это приводит к увеличению электропроводимости глин и, соответственно, величины статистического параметра ДЭС.

По результатам описания шлифов в нефтенасыщенных коллекторах в сравнении с водонасыщенными выделяются следующие отличия: во-первых, парагенез вторичных пиритов и каолинитов с большим содержанием окисленных пиритов и его отсутствие в водонасыщенных интервалах; во-вторых, присутствие гидроокиси железа по сидериту и ее полное отсутствие в водоносных пластах.

Таким образом, в нижнесреднеюрских отложениях Томской области интенсивности статистического параметра ДЭС и вторичной каолинитизации могут служить индикаторами присутствия углеводородов в песчаных интервалах.

### Список литературы

1. Мельник И. А. Выявление вторично преобразованных терригенных коллекторов на основе статистической интерпретации материалов ГИС//Геофизика. 2013. № 4. С. 29–36.
2. Мельник И. А. Определение интенсивности геохимических процессов по материалам геофизических исследований скважин/ Новосибирск: СНИИГГиМС, 2016. 146 с.
3. Мельник И. А. Интенсивности процессов наложенного эпигенеза как индикаторы нефтенасыщенности песчаных коллекторов//Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 6. С. 90–97.
4. Чепиков К. Р., Ермолова Е. П., Орлова Н. А. Эпигенетические минералы как показатели времени прихода нефти в песчаные промышленные коллекторы//Докл. АН СССР, 1959. Т. 125. № 5. С. 1097–1099.
5. Тараненко Е. И., Безбородов Р. С., Хакимов М. Ю. Преобразование коллекторов в нефтяных залежах // Геология нефти и газа. 2001. № 2. С. 18–22.

УДК 553.98  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-251-254

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГРАВИМАГНИТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПРОГНОЗЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА

**В. П. Меркулов, М. О. Коровин**

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск*

**Аннотация.** Изучены высокоточные методы полевой геофизики, применяемые для поисков и разведки месторождений углеводородов

**Ключевые слова:** Площадные методы геофизики, доюрские отложения

## OIL AND GAS CONTENT PREDICTION EFFECTIVENESS PROVIDED VIA GRAVIMAGNETIC RESEARCH WITHIN THE PRE-JURASSIC COMPLEX

**V. Merkulov, M. Korovin**

*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk*

**Annotation.** High precision geophysical methods studied in case of hydrocarbon reservoir detection.

**Key words:** areal geophysics, prejurassic reservoirs

Высокоточные геофизические исследования — гравиразведка и магниторазведка являются нетрадиционными для нефтяной геофизики и требуют тщательного обоснования своего применения для целей поисков и разведки месторождений углеводородов. Особенно важен этот вопрос в случае исследования месторождений, локализованных в терригенных разрезах (например, Западная Сибирь), горные породы которых весьма слабо дифференцированы по физическим параметрам.

Основой применения любого геофизического метода для решения геологических задач определенного круга является различие литологического состава, физических свойств, выявление закономерностей распределения этих параметров в пространстве под воздействием различных геологических процессов. При наличии этих условий дифференциация физических полей объективно отражает закономерности пространственного размещения различных структурно-вещественных комплексов пород и характеризует их изменчивость под воздействием вторичных геологических факторов.

В рамках рассматриваемой проблемы распределение физических свойств пород определяется суммарным влиянием трех факторов: структурного, связанного с условиями залегания, литологического, обусловленного вещественным составом горных пород и нефтегазонасыщенности. Последний фактор привносит влияние вторичных процессов, связанных с формированием залежей углеводородов, миграцией подвижных компонентов из коллекторов вверх по разрезу и изменением геохимической обстановки в околос залежном пространстве.

Образования доюрского фундамента отличаются наибольшим разнообразием литологических типов пород от осадочных до магматических с преобладанием карбонатных разностей — известняков различной структуры, доломитизированных известняков, доломитов, глинистых известняков. Наименьшими магнитными свойствами обладают карбонатные разности, причем наблюдается существенная зависимость этих параметров от глинистости. Магнитная восприимчивость возрастает в относительных величинах с увеличением глинистости. От грубозернистых терригенных пород к мелкозернистым и глинистым величины магнитных свойств также возрастают. Наибольшими магнитными свойствами обладают магматические разности.

Песчано-глинистые отложения осадочного чехла не отличаются большим разнообразием магнитных свойств и являются слабомагнитными. Во всех случаях минимальная магнитная восприимчивость отмечается у песчаников, максимальная — у глин и аргиллитов. На величину магнитной восприимчивости пород чехла оказывают влияние сидеритизация, глинизация и карбонатизация пород. Первые два фактора приводят к ощутимому возрастанию магнитных свойств, а последний — к их уменьшению. К заметному возрастанию магнитной восприимчивости пород чехла приводит увеличение содержания различных форм железа. Отчетливо выраженными являются региональные латеральные изменения усредненных петромагнитных характеристик всего осадочного чехла и его отдельных литолого-стратиграфических комплексов. Для различных регионов присущи уникальные черты изменений, но отмечается постепенное уменьшение магнитной восприимчивости в западном и северо-западном направлениях.

Заметными магнитными свойствами обладают преимущественно магматические, а именно основные и ультраосновные породы. Они фиксируются только в пределах фундамента, могут создавать заметные по величине региональные аномалии, уверенно регистрируемые при проведении магниторазведочных работ. Все остальные группы пород являются слабомагнитными и трудноразличимыми по этому набору параметров.

С точки зрения прогноза залежей углеводородов информации, заложенной в средних значениях магнитных свойств различных литологических групп пород, явно недостаточно. Здесь очень важно знание пространственного распределения петромагнитных характеристик отложений, вмещающих залежи углеводородов. Закономерности пространственного изменения магнитных свойств пород необходимы для создания достоверных связей параметров и залежей.

Разнообразие условий локализации залежей углеводородов представляет большой интерес с точки зрения закономерностей пространственного изменения петромагнитных параметров, т.к. позволяет вести сравнительный анализ материалов и выявлять как общие тенденции дифференциации физических параметров пород, так и частные особенности конкретных месторождений. Распределение петромагнитных параметров в разрезах отдельных скважин различных месторождений неоднородно, и отчетливо выделяются участки относительного понижения и повышения магнитной восприимчивости. Латеральное изменение свойств происходит плавно, образуя своеобразную зональность в пределах нефтегазоносной структуры. При этом устанавливаются два типа зональностей, характерных для различных типов месторождений:

А) массивные залежи нефтегазоносного горизонта зоны контакта чехла и фундамента отмечаются относительным повышением магнитных свойств пород, перекрывающих залежь;

Б) пластово-сводовые и литолого-стратиграфические залежи юрской части разреза характеризуются относительным понижением магнитных свойств пород выше по разрезу.

Во всех случаях существует контурная зона, приуроченная к контактовым частям залежи по отношению к вмещающим отложениям. Указанные закономерности изменения магнитных свойств не зависят от литологического состава пород, их стратиграфической принадлежности, а определяются преимущественно двумя факторами — структурным (расположением изучаемой скважины относительно свода структуры) и нефтегазоносности (удаленности объекта ис-



следований от залежи углеводородов). При учете структурного фактора выявляются сквозные петромагнитные зоны, пространственно приуроченные к залежам углеводородов, и, вероятно, связанные с дифференциацией магнитных параметров горных пород в процессе окислительно-восстановительных реакций, сопровождающих миграцию легких углеводородов из залежи вверх по разрезу [1, 2].

Типичным в данном случае является уменьшение магнитной восприимчивости пород непосредственно над залежью и ее увеличение в приконтурной области. Одновременно с этим эффектом резко возрастает дисперсия магнитных свойств горных пород в области аномального петромагнитного «столба». Аналогичные закономерности изменения характерны и для других видов физических свойств горных пород — плотности, скорости продольных волн. Изменение всех петрофизических характеристик происходит согласованно, образуя единую петрофизическую зональность в околозалежном пространстве. Одновременно с этим закономерно видоизменяются и параметры статистических связей между петрофизическими свойствами. Например, в области петрофизического «столба» над залежью, как правило, исчезает корреляционная связь между плотностью и магнитной восприимчивостью осадков, которая достаточно устойчиво проявляется для неизменных влиянием углеводородов отложений [3].

Концептуальные особенности использования гравимагниторазведки:

1. В структуре аномальных гравимагнитных полей присутствует два главных компонента — региональный, обусловленный гравимагнитовозмущающими объектами фундамента, и локальный, связанный с неоднородностями геологического строения отложений чехла.

2. Анализ гравимагнитных полей позволяет выделить основные блоки фундамента, зоны сопряжения блоков пород с различными плотностными и магнитными свойствами. На основе этих данных может быть существенно уточнена геологическая позиция месторождений, получена новая информация о строении доюрского комплекса отложений. Основными элементами гравитационного и магнитного поля являются зоны площадных положительных и отрицательных аномалий, повышенных градиентов и характерного изгиба, и смещения изолиний. Зоны повышенного градиента значений отражают наличие разрывных нарушений. Области сочетания этих элементов имеют структурный контроль (локальные поднятия, террасы) и благоприятны для обнаружения скоплений нефти и газа.

3. Локальное магнитное и гравитационное поле отражают распределение неоднородностей осадочного чехла и верхней части доюрского фундамента, в том числе и связанных с эпигенетическим изменением пород надпродуктивного комплекса под воздействием процесса миграции углеводородов из залежи. Информативными в этом отношении являются зоны микромагнитных и локальных гравитационных аномалий, а также коррелируемость в пространстве, образующие непротиворечивую с точки зрения физико-геологической модели систему данных [4, 5].

### Список литературы

1. Меркулов В. П., Зятев Г. Г., Гусева Н. Д. Изучение закономерностей пространственного изменения физических свойств пород нефтегазоносных площадей Томской области с целью прогнозирования геологического разреза по комплексным геофизическим данным. Отчет по х/д 2-47/86. Томск. 1990. 231 с.

2. Меркулов В. П. Оценка возможностей магниторазведки при поисках нефти в неантиклинальных ловушках. Томск. 1995. 86 с.

3. Петрофизика осадочных пород чехла древних и молодых платформ и нефтегазоносных структур на примере Западно-Сибирской плиты и Сибирской платформы / Под ред. Н. А. Туезовой. М.: Недра, 1984. 230 с.

4. Korovin M.O. Complex Interpretation of Gravity and Magnetic Fields for Oil and Gas Prognosis of Western Siberia / 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2013: London, June 10-13, 2013. Лондон: EAGE, 2013. [2 p.].

5. Коровин М. О., Меркулов В. П. Применение магнитных и радиометрических методов при поисках и прогнозе залежей углеводородов в отложениях фундамента Западно-Сибирской плиты // Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле земли, интерпретация геофизических полей: Десятые научные чтения памяти Ю. П. Булашевича: материалы всероссийской конференции с международным участием, Екатеринбург, 23-27 Сентября 2019. Екатеринбург: ИГф УрО РАН, 2019 С. 140-146 [387210-2019]

УДК 550.832  
DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-255-256

## О ЕДИНОМ ПОДХОДЕ К ТРЕХМЕРНОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ СИГНАЛОВ ВИКИЗ, БК И БКЗ

**О. В. Нечаев**

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН  
(ИНГГ СО РАН), г. Новосибирск*

**Аннотация.** В работе рассматривается единый подход к моделированию каротажных зондов, обладающих как стационарными, так и нестационарными источниками электрического поля. Данный подход позволяет осуществлять единую программную реализацию для различных методов каротажа.

**Ключевые слова:** Трехмерное численное моделирование, векторный метод конечных элементов, электрокаротаж, боковое каротажное зондирование, фокусированный боковой каротаж, высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование

## ON A UNIFIED APPROACH TO THREE-DIMENSIONAL MODELING VIKIZ, LATEROLOG AND BKZ SIGNALS

**O. Nechaev**

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of IPGG SB RAS  
(IPGG SB RAS), Novosibirsk*

**Annotation.** The paper considers a unified approach to modeling logging signals with both stationary and non-stationary electric field sources. This approach allows for a single software implementation for various logging methods.

**Key words:** Three-dimensional numerical modeling, vector finite element method, resistivity logging, Russian lateral logging, lateral logging, high-frequency induction isoparametric logging sounding.

Математическая модель, описывающая процесс каротажа в сложной по физическому и геометрическому строению трехмерной области, основывается на системе уравнений Максвелла. Воспользовавшись уравнениями состояния, из системы уравнений можно исключить вектора электрической и магнитной индукции, а также напряженность магнитного поля, в результате чего получается уравнение второго порядка относительно напряженности электрического поля. С использованием прямого преобразования Фурье по времени осуществляется переход из временной области в частотную. Для получения дискретного аналога исходной задачи используется векторный метод конечных элементов [1]. Полученная вариационная задача обладает важным свойством — ее решение удовлетворяет закону сохранения зарядов в слабом смысле. Это является важным фактором, позволяющим верно учитывать разрыв нормальных компонент электрического поля на границе различных сред. Также использование векторного

метода конечных элементов позволяет гарантировать непрерывность тангенциальных компонент поля на границе различных сред, и естественным образом учитывать анизотропию удельной проводимости среды.

Построение матрицы и правой части системы линейных уравнений осуществляется при помощи векторных базисных функций третьего порядка, определенных на тетраэдральной сетке [2]. Для улучшения спектральных свойств матриц, получаемых после дискретизации исходной задачи, можно ортогонализировать базисные функции, но полная ортогонализация привела бы к резкому увеличению количества ненулевых элементов матрицы. Векторные базисные функции высоких порядков могут быть ассоциированы с ребром, гранью или с самим тетраэдром. Это зависит от того, как определяется степень свободы конкретной базисной функции: интегралом вдоль ребра, интегралом по грани или интегралом по всему геометрическому элементу соответственно. Поскольку одно ребро, грань или элемент для базисов высоких порядков ассоциированы с несколькими функциями, это свойство используется в качестве разделителя на группы. Определение групп ортогонализации подобным образом не приводит к увеличению количества ненулевых элементов матрицы, а также к изменению ее портрета.

В данной работе базисные функции внутри одной группы ортогонализуются относительно билинейной формы, которая используется для построения вариационной постановки. Для решения системы линейных алгебраических уравнений предложен и реализован многоуровневый алгоритм, основанный на свойствах дискретного функционального пространства, которое используется для построения дискретной вариационной задачи. Как следует из проведенных вычислительных экспериментов, предложенный модифицированный алгоритм позволяет увеличить скорость решения системы линейных уравнений.

Предложенная выше вычислительная схема применима для моделирования сигналов каротажных зондов, использующих частотный источник тока, например, таких как зонды высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ), далее — первая задача. Интересной особенностью данной схемы является то, что она естественным образом модифицируется для моделирования сигналов зондов, источник поля у которых является стационарным, например, зондов бокового каротажного зондирования (БКЗ) и фокусированного бокового каротажа (БК), далее — вторая задача. Необходимо отметить, что в первом случае дифференциальным оператором является  $\text{rot rot}$  оператор, а во втором  $\text{div grad}$  оператор. Это становится возможным благодаря свойствам используемых для вариационной постановки функциональных пространств [3]. Использование иерархического базиса для дискретизации первой задачи позволяет получать матрицу для второй задачи в виде блока матрицы первой. При этом, если для первой задачи порядок аппроксимации приближенного решения является третьим, то для второй задачи порядок уже четвертый. Таким образом возможна единая программная реализация процесса построения матриц для этих двух задач, а также использование единого метода решения результирующих систем линейных алгебраических уравнений, характеризующимися различными типами источников.

### Список литературы

1. Hiptmair, R. Finite elements in computational electromagnetism / R. Hiptmair // *Acta Numerica* 2002. Vol. 11. P. 237–339.
2. Webb, J. P. Hierarchical vector basis functions of arbitrary order for triangular and tetrahedral finite elements / J. P. Webb // *IEEE Transactions on Antennas Propagation* 1999. Vol. 47. P. 1244–1253.
3. Nedelec, J. C. A New Family of Mixed Finite Elements in  $H(\text{rot}\Omega)$  / J. C. Nedelec // *Numerische Mathematik*. 1986. Vol. 50. P. 57–81.

## ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В ЗАДАЧАХ СКВАЖИННОЙ ГЕОФИЗИКИ

А. М. Петров<sup>1,2</sup>, К. Н. Даниловский<sup>1,2</sup>, К. В. Сухорукова<sup>1,2</sup>, А. Р. Леоненко<sup>1</sup>

<sup>1</sup> *Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А. А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН), г. Новосибирск*

<sup>2</sup> *Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья  
(СНИИГГиМС), г. Новосибирск*

**Аннотация.** Высокое быстродействие и аппроксимационные возможности искусственных нейронных сетей позволяют разрабатывать принципиально новые алгоритмы для решения широкого круга задач скважинной геофизики. В работе рассматриваются примеры применения алгоритмов на основе технологий машинного обучения для моделирования, обработки и интерпретации данных электрокаротажа нефтяных скважин. Предлагаемые алгоритмы формируют новую интерпретационную базу электрокаротажа, повышая оперативность и достоверность интерпретации данных, измеренных в сложных геоэлектрических условиях.

**Ключевые слова:** Нефтяные коллекторы, скважинная электрометрия, детальные геоэлектрические модели, машинное обучение, искусственные нейронные сети, сверточные нейронные сети

## PRACTICAL APPLICATIONS OF MACHINE LEARNING METHODS IN WELL LOGGING

A. Petrov<sup>1,2</sup>, K. Danilovskiy<sup>1,2</sup>, K. Sukhorukova<sup>1,2</sup>, A. Leonenko<sup>1</sup>

<sup>1</sup> *Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS  
(IPGG SB RAS), Novosibirsk*

<sup>2</sup> *Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials  
(SNIIGGiMS), Novosibirsk*

**Annotation.** High performance and approximation capabilities of artificial neural networks allow developing principally new algorithms for solving a wide range of well logging tasks. The work considers application examples of machine learning algorithms for modeling, processing and interpreting of oil wells' resistivity logs. The proposed algorithms form a new resistivity logging interpretation base, increasing the efficiency and reliability of complex geoelectric environments logging data interpretation.

**Key words:** Oil reservoirs, borehole resistivity logging, detailed geoelectric models, machine learning, artificial neural networks, convolutional neural networks

Каротаж нефтяных скважин — основной источник детальной информации о строении нефтепродуктивных горизонтов и вмещающих их пород. Однако непрямой характер измерений и сложные скважинные условия приводят к искажению определяемых свойств отложений



при использовании простых трансформаций измеренных сигналов каротажа в физические характеристики горных пород.

Особенно остро эта проблема стоит при определении электрофизических свойств прискважинного пространства. Интегральный характер отклика породы на возбуждаемое каротажным прибором поле приводит к тому, что на сигнал прибора напротив целевого пласта оказывают влияние скважина, заполненная буровым раствором, перекрывающие отложения, фильтрация в пласт раствора и другие особенности среды и условий измерений [1]. Неполный учет этого влияния приводит к ошибкам в определении коэффициента нефтенасыщенности целевых пластов, затратам на испытания заведомо водонасыщенных интервалов и пропуску потенциально перспективных коллекторов.

В последнее десятилетие широкое распространение получают подходы к обработке и интерпретации геофизических данных, основанные на методах машинного обучения [2-3]. В работе рассматриваются примеры применения алгоритмов на основе технологий машинного обучения для моделирования, обработки и интерпретации данных электрокаротажа нефтяных скважин.

На примере решения прямых задач бокового каротажного зондирования (БКЗ), фокусированного бокового (БК) и низкочастотного индукционного (ИК) каротажей в детальных моделях анизотропного прискважинного пространства демонстрируются возможности исследования целевых объектов, для описания которых требуется усложнение базовой интерпретационной модели среды. Разработанные алгоритмы характеризуются качественно более высоким уровнем быстродействия при незначительной потере в точности расчета сигналов по сравнению с алгоритмами на основе современных численных методов.

На примерах обработки практических сигналов высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ) и трансформации данных БКЗ в псевдоизмерения БК демонстрируются возможности продвинутой экспресс-обработки скважинных измерений. Разработанный алгоритм учета влияния вмещающих пород на сигналы ВИКИЗ позволяет без существенных временных затрат и расчленения разреза на отдельные пласты позволять редуцировать модель среды от двумерной до набора одномерных. Алгоритм трансформации данных БКЗ в псевдоизмерения БК упрощает анализ кондиционности архивных данных и их увязку по глубине.

На примере экспресс-инверсии практических данных БКЗ в параметры детальной двумерной анизотропной геоэлектрической модели среды демонстрируются возможности решения некорректных обратных задач без привлечения инструментария прямого моделирования. Разработанный алгоритм выгодно отличается от классической итерационной инверсии быстродействием и отсутствием необходимости создания стартового приближения геоэлектрической модели среды.

Предлагаемые алгоритмы формируют новую интерпретационную базу электрокаротажа в сложных геоэлектрических условиях. Их применение позволяет значительно повысить оперативность и достоверность интерпретации электрокаротажных данных. Дальнейшее направление развития исследований может быть связано с переходом к большим размерностям моделей среды, автоматизацией обработки данных, а также комплексированием различных методов ГИС.

## Список литературы

1. Comparison of the Russian and Western Resistivity Logs in Typical Western Siberian Reservoir Environments: A Numerical Study / M. I. Eпов, K. V. Sukhorukova, O. V. Nechaev, A. M. Petrov,

M. Rabinovich, H. Weston, E. Tyurin, G.L. Wang, A. Abubakar, Claverie M. // *Petrophysics*. 2020. № 1(61). P. 38–71.

2. Логинов, Г.Н. Автоматическое выделение геоэлектрических границ по данным бокового каротажного зондирования с помощью глубокой сверточной нейронной сети / Г.Н. Логинов, А.М. Петров // *Геология и геофизика*. 2019. Т. 60. № 11. С. 1650–1657.

3. Danilovskiy K. Automatic Geoelectric Boundaries Detection on the Resistivity Images Based on 3D Numerical Simulation and Convolutional Neural Network [Электронный ресурс] / K. Danilovskiy, G. Loginov, O. Nechaev // *The 9th Saint Petersburg International Conference and Exhibition (Saint Petersburg, Russia, November 16–19, 2020): extended abstracts*. Saint Petersburg, 2020. Document ID: Paper 15.

## СОВРЕМЕННАЯ КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОКАРОТАЖА \*

**К. В. Сухорукова, А. М. Петров, М. Н. Никитенко, О. В. Нечаев, И. В. Суродина**

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН  
(ИНГГ СО РАН), г. Новосибирск*

**Аннотация.** Для повышения эффективности методов электрокаротажа разработаны программные средства и методики интерпретации. При определении электрофизических свойств осадочных пород по данным электромагнитного и электрического каротажного зондирования применяется численное моделирование и инверсия. Программы базируются на численно-аналитических, конечно-разностных и конечно-элементных алгоритмах расчета сигналов. С их применением определяются геоэлектрические параметры отложений в условиях вертикальных и наклонных скважин, сложной формы их ствола и стенки, тонких пластов, наличия измененных прискважинных зон, анизотропии электропроводности и электрической поляризации пород.

**Ключевые слова:** нефтесодержащий коллектор, скважина, каротажное зондирование, постоянный ток, переменный ток, численная инверсия, геоэлектрическая модель

## MODERN QUANTITATIVE INTERPRETATION OF RESISTIVITY LOGGING DATA

**K. Sukhorukova, A. Petrov, M. Nikitenko, O. Nechaev, I. Surodina**

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of IPGG SB RAS  
(IPGG SB RAS), Novosibirsk*

**Annotation.** To improve the efficiency of electric logging methods, approaches to interpretation using modern software are being developed. Numerical modeling and inversion are used to determine the electrophysical properties of sedimentary rocks from electromagnetic and electrical logging data. The programs are based on numerical-analytical, finite-difference and finite-element algorithms for calculating signals. With their application, the geoelectric parameters of sediments are determined in the conditions of vertical and inclined wells, thin layers, the presence of invaded zones, electrical anisotropy and polarization of rocks.

**Key words:** Oil reservoir, borehole, resistivity logging, high-frequency induction logging, geoelectric models, numerical inversion

Цель электрокаротажа нефтегазовых скважин — определение удельного электрического сопротивления (УЭС) коллекторов, по значению которого оценивают содержание нефти в коллекторах. Разработано множество электрокаротажных зондов, в которых применяются разные принципы генерации электрического или электромагнитного воздействия и измерения

---

© К. В. Сухорукова, А. М. Петров, М. Н. Никитенко, О. В. Нечаев, И. В. Суродина, 2021

\* Исследования выполнены в рамках проектов 0331-2019-0014 и 0331-2019-0015 ФНИ.

отклика от геологической среды. Вследствие стремления к удешевлению строительства скважины набор используемых методов часто минимизируется до одного метода зондирования (индукционного или гальванического), дополняемого одним зондом, работающим на другом принципе, или даже сводится до метода с единичным зондом. Например, в российской практике используют метод бокового каротажного зондирования (зондирование осуществляется комплексом градиент-зондов, работающих на постоянном токе) и метод низкочастотного индукционного каротажа с одним зондом или метод бокового каротажа также с одним фокусированным зондом.

Зондирующие методы применяются для того чтобы, с одной стороны, более точно определить удельное электрическое сопротивление ( $УЭС$ ) не измененной при бурении части коллектора. Изменение происходит в момент вскрытия проницаемой породы: начинается фильтрация бурового раствора в поровое пространство через образующуюся на стенке скважины глинистую корку или биополимерную пленку. В результате изменяется состав флюида в прискважинной области, и следовательно меняется  $УЭС$  породы. Изменение  $УЭС$  — радиальный профиль  $УЭС$  — с одной стороны, влияет на сигналы электрокаротажа и по этой причине должно учитываться при определении  $УЭС$  пласта, а с другой стороны, содержит информацию о фильтрационно-емкостных свойствах и о соотношении пластовой воды и нефти. Поэтому определение радиального распределения  $УЭС$  обеспечивает много большую информативность электрокаротажа, чем анализ сигнала одного зонда.

Для российской геофизики традиционен кусочно-однородный подход к построению модели электрических свойств геологической среды — геоэлектрической модели. В каротаже пористая проницаемая порода аппроксимируется несколькими цилиндрическими зонами: скважиной с буровым раствором, в которой находится каротажный прибор, одной или несколькими измененными фильтрацией бурового раствора зонами (зона проникновения — зона с фильтратом бурового раствора, окаймляющая зона — зона скопления пластовой воды) и неизменной породой. В уплотненных и глинистых пластах измененных зон, как правило, нет. Для решения задачи электрокаротажа, таким образом, надо выделить в разрезе пористые пласты и определить как можно точнее  $УЭС$  неизменной проникновением фильтрата бурового раствора части. В разрезе с небольшой толщиной пластов кроме влияния на сигналы измененных зон велико будет также влияние вмещающих коллектор пород.

Достоверность определения искомого  $УЭС$  пласта-коллектора зависит от чувствительности сигнала зонда к этому параметру. Как правило, ни один зонд не обладает достаточной чувствительностью при наличии измененных зон и бурового раствора между ним и неизменной частью пласта. Учет влияния скважины с раствором возможен по данным кавернометрии и резистивиметрии, а учет влияния измененных зон (ЗП и ОЗ) — только путем определения их параметров и включения в геоэлектрическую модель. Таким образом, необходимо увеличить количество измерений, чтобы определить возросший набор параметров. Эти задачи и решал набор градиент-зондов метода бокового каротажного зондирования (БКЗ), разработанного почти столетие назад. Набор палеток позволял по кривой зондирования определить толщину и  $УЭС$  ЗП и  $УЭС$  неизменной части пласта. Однако метод БКЗ как метод постоянного тока не мог работать в скважинах, пробуренных на нефтяном буровом растворе, и был предложен индукционный способ каротажа (ИК).

Желание повысить разрешающую способность привело к разработке зондов, работающих на частотах единицы-десятки мегагерц (методы высокочастотного электромагнитного каротажа ВИКИЗ и ВЭМКЗ, частоты 1–14 МГц, каротажа в процессе бурения LWD, частоты 0.4–2.0 МГц). С одной стороны, разрешающая способность действительно была повышена, но с другой, добавились необъяснимые эффекты, например, сильное расхождение значений кажущегося сопротивления в непористых и непроницаемых средах, например, в баженовской

свите. Такое поведение сигналов обычно интерпретируется как наличие проникновения фильтра бурового раствора. Однако такой же эффект дает поляризация многофазного вещества при электромагнитном воздействии.

В настоящее время геофизические компании на территории месторождений Западной Сибири чаще всего применяют методы БКЗ и ВИКИЗ. Данные БКЗ также часто встречаются в архивах при пересмотре оценки продуктивности скважин на уже выработанных месторождениях.

Таким образом, расширенный подход к интерпретации данных обеспечивает повышение информативности методов электрокаротажа. Для обеспечения эффективности количественной интерпретации разработаны комплексы программ численного моделирования и инверсии и методики их применения для построения геоэлектрических моделей.

Методики и программное обеспечение количественной интерпретации условно делятся по условиям применения: в вертикальных или наклонных скважинах, с наличием глубоких радиальных изменений во вскрытой породе или с возможностью им пренебречь.

Для вертикальных скважин в последнее время разработаны средства двумерной инверсии сигналов БКЗ, ВИКИЗ, БК, как по отдельности, так и совместно, в результате чего строится детальная геоэлектрическая модель, удовлетворяющая сигналам всех учитываемых зондов. Двумерная инверсия особенно актуальна в разрезах с толщиной пластов, сравнимой с длинами зондов, при большом контрасте УЭС отложений, при наличии макро и микроанизотропии в пачках тонкого переслаивания песчаных и глинистых прослоев и глинистых покрышках. Определяемое радиальное распределение УЭС содержит не только более точное значение УЭС коллектора, но и информацию о глубине проникновения фильтра бурового раствора, зависящей от ФЕС и исходного флюидонасыщения, и о наличии окаймляющей зоны как признака наличия в коллекторе свободной нефти [1–3].

Численная инверсия сигналов в наклонно-горизонтальных скважинах на основе трехмерных постановок настолько ресурсоемкая, что применяется только в единичных случаях в научно-исследовательских целях. Но технологии бурения таковы, что влияние скважины малого диаметра и измененной (в результате диффузии солей из минерализованного биополимерного бурового раствора) зоны коллектора оказывается практически незначимым для сигналов индукционных зондов, обычно применяемых в таких условиях, в том числе низкочастотных зондов ВЭМКЗ. Оценка влияния и выбор зондов, сигналы которых можно инверсировать, обеспечиваются программами 3D моделирования, а численная инверсия сигналов базируется на одномерной горизонтально-слоистой геоэлектрической модели отложений. Результаты интерпретации практических данных, записанных в коллекторах небольшой толщины с электрически контрастными включениями, часто приводят к существенному уточнению УЭС и тем самым — к изменению оценки нефтесодержания по сравнению с оценкой по значению кажущегося сопротивления [4–5].

### Список литературы

1. Сухорукова К. В., Петров А. М., Нечаев О. В. Геоэлектрические модели меловых коллекторов Западной Сибири по результатам комплексной интерпретации данных электрокаротажа // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2020. № 3(41). С. 77–86.
2. Eпов M. I., Sukhorukova K. V., Nechaev O. V., Petrov A. M., Rabinovich M., Weston H., Tyurin E., Wang G. L., Abubakar A., Claverie M. Comparison of the Russian and Western Resistivity Logs in Typical Western Siberian Reservoir Environments: A Numerical Study // Petrophysics. 2020. T. 61. № 1. С. 38–71.



3. Петров А. М., Сухорукова К. В., Нечаев О. В. Совместная двумерная инверсия данных электрического и электромагнитного каротажных зондирований в анизотропных моделях песчано-глинистых отложений // Каротажник. 2019. № 3(297). С. 85–103.

4. Копытов Е. В., Сухорукова К. В., Никитенко М. Н. Инверсия данных высокочастотного электромагнитного каротажа в сильнонаклонных скважинах с определением электрической анизотропии // Каротажник. 2018. № 8(290). С. 39–57

5. Горбатенко А. А., Сухорукова К. В. Электромагнитные зондирования в субгоризонтальных скважинах: возможности геонавигации и численной инверсии // Геология и геофизика. 2016. Т. 57. № 7. С. 1408–1417.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНЕРАЛЬНО-КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА ОСНОВЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ И ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ СМЕСЕЙ \*

А. А. Федосеев, Е. Ю. Темникова, С. И. Грубась, В. Н. Глинских

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

**Аннотация.** Разработан вычислительный алгоритм и предложен модельный подход к определению минерально-компонентного состава пород баженовской свиты по данным геофизических исследований в скважинах. На основе эффекта частотной дисперсии электрофизических параметров баженовской свиты с применением моделей смесей оценка породообразующих компонентов выполняется по данным высокочастотного электромагнитного каротажа. С использованием метода машинного обучения — искусственных нейронных сетей — разработан и апробирован вычислительный алгоритм для определения вещественного состава. С помощью алгоритмов по каротажным данным построены модели относительного содержания породообразующих компонентов, выделены основные типы пород баженовской свиты и прослежена ее пространственная изменчивость в центральных районах Западной Сибири.

**Ключевые слова:** баженовская свита, геофизические исследования скважин, высокочастотный электромагнитный каротаж, частотная дисперсия, искусственные нейронные сети

## DETERMINATION OF MINERAL-COMPONENT COMPOSITION OF THE BAZHENOV FORMATION BASED ON ARTIFICIAL NEURAL NETWORK AND ELECTROPHYSICAL MODELS OF MIXTURES

A. Fedoseev, E. Temnikova, S. Grubas, V. Glinskikh

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

**Annotation.** A computational algorithm has been developed and a model approach has been proposed to determine the mineral-component composition of the rocks of the Bazhenov Formation according to well-logging data. Based on the effect of the frequency dispersion of the electrophysical parameters of the Bazhenov Formation with the use of mixing formulas, the estimation of rock-forming components is carried out according to the data of high-frequency electromagnetic sounding. Using the method of machine learning that is artificial neural networks, a computational algorithm has been developed and tested to establish the material composition. Using both algorithms and well logging data, models of the relative content of rock-forming components were performed, the main types of rocks of the Bazhenov Formation were identified, and its spatial variability was traced in the central regions of Western Siberia.

---

© А. А. Федосеев, Е. Ю. Темникова, С. И. Грубась, В. Н. Глинских, 2021

\* Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта РФФ № 19-77-20130. «Фундаментальные основы импульсного электромагнитного зондирования с управляемым спектром: теоретическое обоснование инновационного геофизического метода геологоразведки с использованием высокопроизводительных вычислений на базе Сибирского суперкомпьютерного центра СО РАН».

**Key words:** Bazhenov Formation, well logging, high-frequency electromagnetic logging, frequency dispersion, artificial neural networks.

На протяжении последних десятилетий большой интерес ученых направлен на всестороннее изучение баженовской свиты в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Она является как основной нефтепроизводящей толщей, так и региональным флюидоупором для углеводородных залежей в отложениях оксфорда верхней юры. Отличительной особенностью баженовской свиты служит высокая степень неоднородности состава [1, 2, 3, 4, 5], обусловленная изменением содержания в разрезе свиты глинистых, кремнистых, карбонатных компонентов, пирита и органического вещества. Актуальность исследования заключается в необходимости развития программно-методического обеспечения для обработки и интерпретации данных геофизических исследований в скважинах (ГИС) в интервалах баженовской свиты с определением ее минерально-компонентного состава пород.

В работе предложен модельный подход к определению породообразующих компонентов баженовской свиты, направленный на расширение применения традиционного способа [6], основанный на эффекте частотной дисперсии электрофизических параметров [7, 8]. С применением этого подхода породообразующие компоненты рассчитываются на основе электрофизических моделей смесей, включая формулы Бирчака для относительной диэлектрической проницаемости ( $\epsilon$ ) и Зильберштейна для удельной электропроводности ( $\sigma$ ) [9]. Значения  $\sigma$  и  $\epsilon$  получены с применением совместной численной инверсии разности фаз и отношения амплитуд по данным высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования (ВЭМКЗ) в диапазоне частот от 0.875 до 14 МГц [10]. Использование электрофизических моделей смесей позволило построить модели относительного содержания породообразующих компонентов баженовской свиты и выделить ее основные типы пород с применением современной классификации [2] для нескольких десятков скважин. В результате выполненной литологической интерпретации данных ВЭМКЗ проанализированы литологические неоднородности баженовской свиты и установлено влияние ее породообразующих компонентов на частотно-зависимые электрофизические параметры.

Другой рассматриваемый в работе способ определения минерально-компонентного состава баженовской свиты по данным ГИС и керна заключается в применении метода машинного обучения — искусственных нейронных сетей (ИНС). На сегодняшний день ИНС находят широкое применение в различных областях науки и техники: распознавание голоса [11], изображений [12], автоматический перевод текстов [13], решения нелинейных дифференциальных уравнений [14]. ИНС могут успешно использоваться и для литологической интерпретации данных ГИС в нефтепромысловой геофизике [15, 16]. При определении минерально-компонентного состава баженовской свиты разработанный алгоритм демонстрирует высокую корреляцию искомых по ГИС параметров с результатами лабораторных литологических и геохимических исследований керна, выполненными в ИНГГ СО РАН [3]. В результате литологической интерпретации данных ГИС и керна на основе ИНС построены объемные модели и литологические колонки для пяти скважин одного месторождения, позволившие составить крупномасштабные карты средних содержаний породообразующих компонентов баженовской свиты.

## Список литературы

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

2. Конторович А.Э. Классификация пород Баженовской свиты / Конторович А.Э., Ян П. А., Замирайлова А. Г., Костырева Е. А., Эдер В.Г. // Геология и геофизика. 2016. Т. 57. № 11. С. 2034–2043.
3. Конторович А.Э. Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь) / Конторович А.Э., Пономарева Е.В., Бурштейн Л.М., Глинских В.Н., Ким Н.С., Костырева Е. А., Павлова М. А., Родченко А. П., Ян П. А. // Геология и геофизика. 2018. Т. 59. № 3. С. 357–371.
4. Занин Ю.Н. Некоторые аспекты формирования баженовской свиты в центральных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна / Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г., Эдер В.Г. // Литосфера. 2005. № 4. С. 118–135.
5. Немова В.Д. Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты / Немова В.Д. // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 13–17.
6. Петерсилье В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ “Тверьгеофизика”, 2003. 130 с.
7. Глинских В.Н. Новый подход к литолого-электрофизической интерпретации данных электромагнитных зондирований в интервалах баженовской свиты / Глинских В.Н., Федосеев А.А. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2019. №. 4. С. 80–88.
8. Temnikova E.Yu. The material composition and dispersion properties of unconventional reservoir according to electromagnetic sounding / Temnikova E.Yu., Fedoseev A.A., Glinskikh V.N. // SEG Technical Program Expanded Abstracts (Houston, Texas, 11–16 October 2020). 2020. С. 1170–1174.
9. Sihvola A. Electromagnetic mixing formulas and applications / Sihvola A. London: The Institution of Electrical Engineers (Electromagnetic Waves Series, v. 47), 1999. 296 p.
10. Эпов М.И. Частотная дисперсия электрофизических характеристик и электрическая анизотропия пород баженовской свиты по данным электрокаротажа / Эпов М.И., Глинских В.Н., Петров А.М., Сухорукова К.В., Федосеев А.А., Нечаев О.В., Никитенко М.Н. // Нефтяное хозяйство. 2019. № 9. С. 62–64.
11. Graves A. Speech recognition with deep recurrent neural networks / Graves A., Mohamed A., Hinton G. // 2013 IEEE international conference on acoustics, speech and signal processing. 2013. P 6645–6649.
12. He K. Deep residual learning for image recognition / He K., Zhang X., Ren S., Sun J. // Proceedings of the IEEE conference on computer vision and pattern recognition. 2016. P 770–778.
13. Wu Y. Google’s neural machine translation system: Bridging the gap between human and machine translation / Wu Y., Schuster M., Chen Z., Le Q., Norouzi M., Macherey W., Krikun M., Cao Y., Gao Q., Macherey K., Klingner J., Shah A., Johnson M., Liu X., Kaiser L., Gouws S., Kato Y., Kudo T., Kazawa H., Stevens K., Kurian G., Patil N., Wang W., Young C., Smith J., Riesa J., Rudnick A., Vinyals O., Corrado G., Hughes M., Dean J. // arXiv: 1609.08144. 2016.
14. Raissi M. Physics informed deep learning: Data-driven discovery of nonlinear partial differential equations / Raissi, M., Perdikaris, P. Karniadakis, G. // arXiv: 1711.10566. 2017.
15. Lee S., Akhil D. Electrofacies characterization and permeability predictions in carbonate reservoirs: role of multivariate analysis and nonparametric regression / Lee S., Akhil D. // SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers. 1999.
16. Al-Mudhafar W.J. Integrating well log interpretations for lithofacies classification and permeability modeling through advanced machine learning algorithms / Al-Mudhafar W.J. // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2017. Т. 7. №. 4. С. 1023–1033.

## НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ НОВОГО КАРОТАЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ: ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ ЗОНД С ТОРОИДАЛЬНЫМИ КАТУШКАМИ

М. И. Эпов<sup>1</sup>, В. Н. Глинских<sup>1</sup>, И. В. Михайлов<sup>1</sup>, М. Н. Никитенко<sup>1</sup>, И. В. Суродина<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН  
(ИНГГ СО РАН), г. Новосибирск*

<sup>2</sup> *Институт вычислительной математики и математической геофизики СО РАН  
(ИВМиМГ СО РАН), г. Новосибирск*

**Аннотация.** Исследование направлено на создание нового электрокаротажного оборудования для изучения тонкослоистых электрически анизотропных нефтегазовых коллекторов. Рассмотренный скважинный зонд представлен совокупностью тороидальных катушек на металлическом немагнитном корпусе. Выполнен полный цикл научно-технических работ: теоретическое обоснование, разработка компьютерной системы обработки и инверсии, создание скважинной аппаратуры, физические эксперименты и успешные опытно-промышленные испытания

**Ключевые слова:** Тороидальная катушка, электрокаротаж, тонкослоистый коллектор, электрическая анизотропия, численное моделирование, инверсия данных, количественная интерпретация, физический эксперимент, опытно-промышленные испытания

## SCIENTIFIC SUBSTANTIATION OF NEW LOGGING EQUIPMENT: ELECTROMAGNETIC TOOL WITH TOROIDAL COILS

M. I. Epov<sup>1</sup>, V. N. Glinskikh<sup>1</sup>, I. V. Mikhaylov<sup>1</sup>, M. N. Nikitenko<sup>1</sup>, I. V. Surodina<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> *Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS  
(IPGG SB RAS), Novosibirsk*

<sup>2</sup> *Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics SB RAS  
(ICM&MG SB RAS), Novosibirsk*

**Annotation.** The research is aimed at creating new resistivity logging equipment for the study of thin-layered electrically anisotropic oil-and-gas reservoirs. The considered borehole tool is represented by a set of toroidal coils on a metal non-magnetic housing. A full cycle of scientific-technical work has been completed: theoretical justification, development of a computer processing and inversion system, creation of borehole equipment, physical experiments and successful pilot tests

**Key words:** Toroidal coil, resistivity logging, thin-layered reservoir, resistivity anisotropy, numerical simulation, data inversion, quantitative interpretation, physical experiment, pilot testing

Электрически анизотропные коллекторы, представленные чередованием тонких песчано-алевролитоглинистых прослоев, представляют значительную трудность для традиционных электрокаротажных методов. Вследствие этого, изучение таких объектов проводится



с привлечением многокомпонентных индукционных систем [1], доступных на российских месторождениях лишь в виде дорогостоящих услуг зарубежных нефтесервисных компаний. Альтернативный подход, основанный на применении тороидальных генераторных и приемных катушек на металлическом немагнитном корпусе, воплощен специалистами ИНГГ СО РАН и НПП ГА «Луч» в электромагнитном многокатушечном многочастотном мультимодальном каротажном зонде ЗЭТ [1].

Посредством специализированных программно-алгоритмических средств, осуществлено математическое обоснование оптимальной конфигурации ЗЭТ в слоисто-однородных геоэлектрических моделях разной степени сложности на основе широкомасштабного численного моделирования электромагнитных сигналов [2]. С использованием конечно-разностного моделирования для реалистичного описания зондовой системы, разработаны и программно реализованы алгоритмы обработки и инверсии данных ЗЭТ с определением коэффициента электрической анизотропии [3], а также подходы к петрофизической интерпретации [4]. Созданы макеты и опытный образец ЗЭТ, испытанные в электролитическом баке и природных водоемах. Сопоставлены результаты численного и физического моделирования сигналов ЗЭТ. Опытный образец и его основные узлы протестированы на лабораторных стендах, имитирующих реальные скважинные условия.

Успешно проведены полевые испытания ЗЭТ в вертикальных нефтегазовых скважинах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [4]. С привлечением практических данных электрокаротажа, показана возможность исследования тонкослоистых коллекторов Приобского нефтяного месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [5].

Разработан комплекс алгоритмов трехмерного конечно-разностного моделирования сигналов ЗЭТ [6], выполнена серия численных экспериментов для оценки возможности изучения разрезов наклонно-горизонтальных скважин и для проведения уникальных физических экспериментов в искусственных тонкослоистых макроанизотропных моделях геологических сред на базе электролитического бака.

Запланированы заключительные опытно-промышленные испытания ЗЭТ в терригенных коллекторах с различными геологическими особенностями для уточнения подходов к петрофизической интерпретации.

### Список литературы

1. Михайлов И. В. Применение тороидальных катушек в задачах каротажа нефтегазовых скважин (аналитический обзор) / И. В. Михайлов, В. Н. Глинских, М. Н. Никитенко // Геофизические исследования. 2021. Т. 22. № 1. С. 5–24.
2. Эпов М. И. Математическое обоснование нового электромагнитного зонда с тороидальными катушками для высокоразрешающего каротажа нефтегазовых скважин / М. И. Эпов, М. Н. Никитенко, В. Н. Глинских // Вестник НГУ. Серия: Информационные технологии. 2018. Т. 16. № 1. С. 113–129.
3. Эпов М. И. Алгоритмы обработки и инверсии данных электромагнитного зонда с тороидальными катушками при изучении макроанизотропных свойств пластов-коллекторов / М. И. Эпов, И. В. Михайлов, В. Н. Глинских, М. Н. Никитенко, И. В. Суродина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 6. С. 187–197.
4. Эпов М. И. Новый электромагнитный зонд для высокоразрешающего каротажа: от теоретического обоснования до скважинных испытаний / М. И. Эпов, В. Н. Глинских, В. Н. Еремин, И. В. Михайлов, М. Н. Никитенко, С. В. Осипов, А. Н. Петров, И. В. Суродина, В. М. Яценко // Нефтяное хозяйство. 2018. № 11. С. 23–27.

5. Михайлов И. В. Изучение тонкослоистых коллекторов с применением тороидальных источников и приемников (на примере Приобского нефтяного месторождения) [Электронный ресурс] / И. В. Михайлов, Д. В. Велесов, В. Н. Глинских // Геофизические технологии: электрон. науч. журнал. 2020. № 1. С. 16–27. Режим доступа: <https://www.rjgt.ru/jour/article/view/88>.

6. Суродина И. В. Математическое моделирование сигналов тороидального источника в трехмерных изотропных моделях геологических сред / И. В. Суродина, И. В. Михайлов, В. Н. Глинских // Естественные и технические науки. 2020. № 12. С. 131–134.

## АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ АВТОРОВ

Айзберг Р. Е.....	15	Казаненков В. А.....	155	Плотникова И. Н.....	61, 126
Алеева А. О.....	144	Казанкова Э. Р.....	71	Пономарева Е. В.....	169, 176
Аминев Д. А.....	189	Каляда В. В.....	209	Попков В. И.....	39
Антипов М. П.....	33	Каширцев В. А.....	111	Попков И. В.....	39
Бадертдинова Е. Р.....	189	Ким Н. С.....	89, 115	Попов А. Ю.....	43, 57
Балицкая Е. Д.....	61, 126	Колубаева Ю. В.....	67	Родченко А. П.....	130
Балицкий В. С.....	61, 126	Комарова А. В.....	236	Родякин С. В.....	185
Белозёров В. Б.....	148, 192	Константинова Л. Н.....	244	Рыжкова С. В.....	23, 137, 176, 185
Бобров А. В.....	148	Конторович А. Э.....	4, 118, 159	Сабанина И. Г.....	82
Болдушевская Л. Н.....	85	Корнилова Н. В.....	71	Самойленко В. В.....	85
Борисова Л. С.....	89, 93	Коровин М. О.....	192, 202, 251	Сафаргалиев Р. Ф.....	209
Бубликова Т. М.....	61	Коровников И. В.....	179	Сафронов П. И.....	179
Бурдельная Н. С.....	101	Космачева А. Ю.....	163, 182	Свалова В. Б.....	47
Бурков П. В.....	205	Костырева Е. А.....	23, 97, 118, 137, 185	Семенова Т. В.....	82
Бурлева О. В.....	57	Котик О. С.....	122	Семенов П. Б.....	30
Бурштейн Л. М.....	97, 159, 179	Кравченко М. Н.....	189	Сергеев В. Л.....	212
Бушнев Д. А.....	101, 104	Крылов А. А.....	30	Сеткова Т. В.....	61
Вакуленко Л. Г.....	43, 57	Кузнецова М. И.....	166	Сивкова Е. Д.....	134
Валяева О. В.....	104	Кузнецов Д. С.....	225	Сотнич И. С.....	137, 185
Васильева К. Ю.....	141	Лапковский В. В.....	33, 169	Ступакова А. В.....	134
Волож Ю. А.....	33	Лахова А. И.....	61, 126	Суродина И. В.....	260, 267
Гагулина Н. Л.....	232	Леоненко А. Р.....	257	Сухорукова К. В.....	257, 260
Галиаскаров В. А.....	85	Лепокурова О. Е.....	75	Темникова Е. Ю.....	264
Гарецкий Р. Г.....	15	Лобова Г. А.....	144	Тимонина Н. Н.....	50, 225
Глинских В. Н.....	264	Лунёв Б. В.....	33	Тимофеева И. В.....	141
Глинских В. Н.....	267	Львов С. В.....	122	Тишков А. А.....	217
Голунова М. А.....	61	Мамахатов Т. М.....	229	Трифонов Н. С.....	75
Горбатиков А. В.....	240	Маракова И. А.....	173	Трушкина А. Е.....	57
Горячев А. А.....	65	Мельник И. А.....	248	Трушков П. В.....	85
Грибик Я. Г.....	15	Меркулов В. П.....	251	Фадеева С. В.....	85
Гришкевич В. Ф.....	19	Михайлов И. В.....	267	Федорович М. О.....	163, 182
Грубась С. И.....	264	Мишенин М. В.....	236	Федосеев А. А.....	264
Губин И. А.....	159, 179, 244	Моисеева Е. Г.....	126	Филимонова И. В.....	236
Гусев Е. А.....	30	Наумов С. В.....	85	Фомин А. М.....	159
Даниловский К. Н.....	257	Немов В. Ю.....	236	Фомин А. Н.....	54, 89, 93, 115, 176
Деревесникова А. А.....	101	Нечаев О. В.....	255, 260	Фомин М. А.....	185
Дешин А. А.....	97, 151	Никитенко Б. Л.....	43, 179	Фурсенко Е. А.....	118
Джангхорбани М.....	221	Никитенко М. Н.....	260, 267	Хагай Д. Э.....	212
Долженко К. В.....	97, 107	Николенко О. Д.....	57	Харламов С. Н.....	221
Донг Х. В.....	212	Никулин Е. В.....	205	Черкасова Е. И.....	65
Дульцев Ф. Ф.....	78	Новиков Д. А.....	78	Черных А. В.....	78
Ездин Б. С.....	209	Окрепиллов В. В.....	232	Шабиев Ф. К.....	209
Жуков В. С.....	196	Павлова К. А.....	36	Шанина С. Н.....	104
Замирайлова А. Г.....	23, 54	Пахаруков Ю. В.....	209	Эдер В. Г.....	23, 54, 185
Зарвин А. Е.....	209	Петров А. М.....	257, 260	Эпов М. И.....	267
Захария И. Р.....	26	Петров С. М.....	61, 126	Юрчик И. И.....	78
Иванова И. С.....	67	Писаренко Ю. А.....	33	Ян П. А.....	57
Исаев В. И.....	144				

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Конторович А. Э.</b> , <b>Губкин И. М.</b> и <b>Трофимук А. А.</b> — выдающиеся геологи-нефтяники XX века .....	4
--	---

### СЕКЦИЯ 1

#### ОБЩАЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

##### Подсекция 1

##### Тектоника, палеогеография, седиментология, литология

<b>Грибик Я. Г.</b> , <b>Айзберг Р. Е.</b> , <b>Гарецкий Р. Г.</b> Углеводородный потенциал недр Беларуси и смежных территорий: геологические аспекты .....	15
<b>Гришкевич В. Ф.</b> Фондоформная модель баженовского горизонта .....	19
<b>Замирайлова А. Г.</b> , <b>Эдер В. Г.</b> , <b>Костырева Е. А.</b> , <b>Рыжкова С. В.</b> Строение и литохимические особенности формирования баженовской свиты (юго-восточная часть Западно-Сибирского бассейна) .....	23
<b>Захария И. Р.</b> О цифровизации в нефтяной геологии .....	26
<b>Крылов А. А.</b> , <b>Семенов П. Б.</b> , <b>Гусев Е. А.</b> Кристаллизация аутигенных карбонатов в катагенезе и их связь с углеводородами (на примере архипелага Северная Земля) ....	30
<b>Лапковский В. В.</b> , <b>Лунёв Б. В.</b> , <b>Антипов М. П.</b> , <b>Волож Ю. А.</b> , <b>Писаренко Ю. А.</b> Структура подсолевых слоев по данным детального бурения в Северном Прикаспии .....	33
<b>Павлова К. А.</b> О геологическом строении зоны сочленения Лено-Анабарского прогиба и сопредельной акватории моря Лаптевых .....	36
<b>Попков В. И.</b> , <b>Попков И. В.</b> Формирование пустотного пространства в гранитах .....	39
<b>Попов А. Ю.</b> , <b>Вакуленко Л. Г.</b> , <b>Никитенко Б. Л.</b> Литогеохимические особенности верхнеюрско-нижнемеловой толщи нижнего течения р. Анабар как индикаторы условий формирования отложений .....	43
<b>Свалова В. Б.</b> Геодинамика, геотермия и нефтегазоносность Прикаспийской впадины .....	47
<b>Тимонина Н. Н.</b> Особенности формирования нижнетриасовых природных резервуаров на севере Денисовской впадины (Тимано-Печорская провинция) .....	50
<b>Эдер В. Г.</b> , <b>Замирайлова А. Г.</b> , <b>Фомин А. Н.</b> Особенности преобразований пород баженовской свиты в катагенезе .....	54
<b>Ян П. А.</b> , <b>Вакуленко Л. Г.</b> , <b>Бурлева О. В.</b> , <b>Николенко О. Д.</b> , <b>Попов А. Ю.</b> , <b>Трушкина А. Е.</b> Обстановки формирования ат-верхнеюрских отложений Западно-Сибирского бассейна: пространственно-временные закономерности и факторы эволюции .....	57

##### Подсекция 2

##### Гидрогеология, геоэкология

<b>Балицкая Е. Д.</b> , <b>Плотникова И. Н.</b> , <b>Балицкий В. С.</b> , <b>Петров С. М.</b> , <b>Голунова М. А.</b> , <b>Лахова А. И.</b> , <b>Бубликова Т. М.</b> , <b>Сеткова Т. В.</b> Метаморфизм водно-углеводородных флюидов при повышенных и высоких термобарических параметрах и оценка глубин существования нефти в земных недрах (эксперимент с использованием флюидных включений) .....	61
--	----

<b>Горячев А. А., Черкасова Е. И.</b> Угроза экологической безопасности при производстве и утилизации смазочных материалов .....	65
<b>Иванова И. С., Колубаева Ю. В.</b> Тяжелые металлы в поверхностных водах Ямало-Ненецкого автономного округа .....	67
<b>Казанкова Э. Р., Корнилова Н. В.</b> Геоэкологические проблемы нефтегазовой отрасли (на примере подземных хранилищ газа).....	71
<b>Лепокурова О. Е., Трифонов Н. С.</b> Миграционные формы гумусовых кислот в подземных водах угленосных отложений .....	75
<b>Новиков Д. А., Черных А. В., Дульцев Ф. Ф., Юрчик И. И.</b> Механизмы формирования состава вендских рассолов Сибирской платформы.....	78
<b>Сабанина И. Г., Семенова Т. В.</b> Уточнение палеогидрогеологических условий месторождений Широного Приобья .....	82

## СЕКЦИЯ 2 ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

### Подсекция 1 Органическая геохимия

<b>Болдушевская Л. Н., Фадеева С. В., Самойленко В. В., Трушков П. В., Галиаскаров В. А., Наумов С. В.</b> Нефтегазогенерационный потенциал углеродистой пачки Ирэмэкэнской толщи рифея Байкитской антеклизы по новым данным .....	85
<b>Борисова Л. С., Фомин А. Н., Ким Н. С.</b> Состав керогена юрских отложений севера Западной Сибири .....	89
<b>Борисова Л. С., Фомин А. Н.</b> Геохимические особенности керогена меловых отложений севера Западной Сибири .....	93
<b>Бурштейн Л. М., Костырева Е. А., Дешин А. А., Долженко К. В.</b> К оценке кинетических параметров керогенов баженовского горизонта юго-восточных районов Западно-Сибирского бассейна.....	97
<b>Бушнев Д. А., Бурдельная Н. С., Деревесникова А. А.</b> Углеводороды-биомаркеры парафинистых нефтей Тимано-Печорского бассейна.....	101
<b>Валяева О. В., Бушнев Д. А., Шанина С. Н.</b> Состав углеводородов-биомаркеров нефтей северной части Припятского прогиба .....	104
<b>Долженко К. В.</b> Изучение эписфальтеновых керогенов пиролитическим методом .....	107
<b>Каширцев В. А.</b> Природные битумы Сибирской платформы.....	111
<b>Ким Н. С., Фомин А. Н.</b> Геохимия органического вещества юрско-меловых отложений северных райнов Западной Сибири .....	115
<b>Конторович А. Э., Фурсенко Е. А., Костырева Е. А.</b> Нефти залежей баженовской свиты и ее возрастных аналогов: особенности состава и геохимия.....	118
<b>Котик О. С., Лыжоров С. В.</b> Органическое вещество юрских отложений севера Колвинского мегавала Тимано-Печорского бассейна .....	122
<b>Лахова А. И., Петров С. М., Моисеева Е. Г., Балицкий В. С., Плотникова И. Н., Балицкая Е. Д.</b> Гидротермальное превращение углеводородного флюида Ашальчинского месторождения вблизи сверхкритической точки воды .....	126
<b>Родченко А. П.</b> Особенности состава керогена верхнеюрских отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба.....	130



<b>Сивкова Е. Д., Ступакова А. В.</b> Оценка генерационной способности нефтегазоматеринских прослоев нижневендского терригенного комплекса Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна .....	134
<b>Сотнич И. С., Костырева Е. А., Рыжкова С. В.</b> Дифференциация битумоидов баженовской свиты Северо-Сургутского района в ходе генерации и миграции .....	137
<b>Тимофеева И. В., Васильева К. Ю.</b> Определение типов органического вещества в электронном сканирующем микроскопе (SEM) на примере баженовской свиты .....	141

## Подсекция 2

### Поиск и разведка месторождений нефти и газа

<b>Алеева А. О., Исаев В. И., Лобова Г. А.</b> Сравнительная геофизическая и петрофизическая характеристика юрских отложений как прогнозно-поисковый признак доюрских залежей углеводородов (Томская область) .....	144
<b>Белозёрров В. Б., Бобров А. В.</b> Нефтегазоносность прибрежно-морских и дельтовых отложений юго-востока Западной Сибири (опыт комплексной интерпретации керна скважин, ГИС и сейсморазведки 3D) .....	148
<b>Дешин А. А.</b> Оценка начальных суммарных ресурсов углеводородов северо-восточных районов Западной Сибири на основании историко-геологического метода .....	151
<b>Казаненков В. А.</b> Зональный прогноз развития коллекторов и оценка ресурсов нефти в континентальных, дельтовых и прибрежно-морских отложениях (на примере байос-батских отложений центральных районов Западно-Сибирского бассейна) .....	155
<b>Конторович А. Э., Фомин А. М., Губин И. А., Бурштейн Л. М.</b> Перспективы нефтегазоносности и программа региональных работ на территории северо-тунгусской НГО .....	159
<b>Космачева А. Ю., Федорович М. О.</b> Перспективы нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Виллюйской гемисинеклизы .....	163
<b>Кузнецова М. И.</b> Выявление перспективных объектов баженовской свиты на территории ЯНАО с применением геолого-геофизических критериев .....	166
<b>Лапковский В. В., Пономарева Е. В.</b> Трёхмерная модель распределения органического вещества баженовской свиты в зоне сочленения Мансийской синеклизы и Красноленинской мегамоноклизы .....	169
<b>Маракова И. А.</b> Методология прогнозирования и поиска залежей углеводородов в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции .....	173
<b>Рыжкова С. В., Пономарева Е. В., Фомин А. Н.</b> Геология и критерии прогноза нефтегазоносности кероген-глинисто-кремнистых отложений баженовской свиты центральных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна .....	176
<b>Сафронов П. И., Бурштейн Л. М., Губин И. А., Никитенко Б. Л., Коровников И. В.</b> Историко-геологическое моделирование нефтегазообразования в осадочном чехле Виллюйской гемисинеклизы .....	179
<b>Федорович М. О., Космачева А. Ю.</b> Закономерности строения песчаных резервуаров и глинистых покрышек триасовых и верхнепалеозойских газоносных отложений Виллюйской гемисинеклизы .....	182
<b>Фомин М. А., Костырева Е. А., Родякин С. В., Рыжкова С. В., Сотнич И. С., Эдер В. Г.</b> Выделение коллекторов в разрезе баженовской свиты на основе комплексной интерпретации геологических и геофизических данных .....	185

### Подсекция 3 Нефтегазопромысловая геология

<b>Аминев Д. А., Кравченко М. Н., Бадертдинова Е. Р.</b> Определение фильтрационно-емкостных свойств нефтематеринских отложений методом численного решения обратных задач.....	189
<b>Белозёров В. Б., Коровин М. О.</b> Высокотонизируемые верхнеюрские коллектора пролювиально-аллювиальных конусов выноса месторождений нефти Восточного Казахстана .....	192
<b>Жуков В. С.</b> Экспериментальные исследования динамики петрофизических свойств коллекторов нефти и газа.....	196
<b>Коровин М. О.</b> Пространственный учет анизотропии фильтрационных свойств пластов-коллекторов.....	202
<b>Никулин Е. В., Бурков П. В.</b> Применение криогелей для повышения несущей способности грунтов при сооружении магистральных трубопроводов.....	205
<b>Пахаруков Ю. В., Шабиев Ф. К., Сафаргалиев Р. Ф., Ездин Б. С., Зарвин А. Е., Каляда В. В.</b> Изучение механизма вытеснения нефти из пористой среды с использованием гибридных графеноподобных нанофлюидов .....	209
<b>Сергеев В. Л., Хагай Д. Э., Донг Х. В.</b> Идентификации и интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин с использованием адаптивного метода в процессе эксплуатации скважин.....	212
<b>Тишков А. А.</b> Влияние напряженно-деформированного состояния геологической среды на процессы фильтрации в системе «порода — нефть — вода» .....	217
<b>Харламов С. Н., Джангхорбани М.</b> Численное моделирование течений вязких смесей бурового шлама и потока сырой нефти на горизонтальных участках скважин с эксцентричными бурильными трубами.....	221

### Подсекция 4 Экономика нефтегазовой отрасли

<b>Кузнецов Д. С., Тимонина Н. Н.</b> Стратегические проблемы развития нефтегазодобывающей отрасли в Республике Коми.....	225
<b>Мамахатов Т. М.</b> Роль нефтегазовой отрасли в обеспечении экономической и научно-технологической безопасности России.....	229
<b>Окрепилов В. В., Гагулина Н. Л.</b> Цифровизация: проблема развития топливно-энергетического комплекса или новые возможности для прорыва?.....	232
<b>Филимонова И. В., Немов В. Ю., Комарова А. В., Мишенин М. В.</b> Влияние добычи нефти из трудноизвлекаемых запасов на экономику и инновационное развитие нефтегазовой отрасли.....	236

### СЕКЦИЯ 3 ГЕОФИЗИКА, ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКА УГЛЕВОДОРОДОВ

<b>Горбатилов А. В.</b> Примеры практического опробования метода микросейсмического зондирования в интересах изучения, разведки и разработки месторождений углеводородов .....	240
--	-----

<b>Губин И. А., Константинова Л. Н.</b> Строение разреза рифейских отложений Алдано-Майской НГО по сейсмическим данным .....	244
<b>Мельник И. А.</b> Результаты статистически-корреляционной интерпретации материалов геофизических исследований скважин .....	248
<b>Меркулов В. П., Коровин М. О.</b> Эффективность применения гравимагнитных исследований при прогнозе нефтегазоносности отложений доюрского комплекса .....	251
<b>Нечаев О. В.</b> О едином подходе к трехмерному моделированию сигналов ВИКИЗ, БК и БКЗ.....	255
<b>Петров А. М., Даниловский К. Н., Сухорукова К. В., Леоненко А. Р.</b> Практические приложения методов машинного обучения в задачах скважинной геофизики.....	257
<b>Сухорукова К. В., Петров А. М., Никитенко М. Н., Нечаев О. В., Суродина И. В.</b> Современная количественная интерпретация данных электрокаротажа .....	260
<b>Федосеев А. А., Темникова Е. Ю., Грубась С. И., Глинских В. Н.</b> Определение минерально-компонентного состава баженовской свиты на основе искусственных нейронных сетей и электрофизических моделей смесей ....	264
<b>Эпов М. И., Глинских В. Н., Михайлов И. В., Никитенко М. Н., Суродина И. В.</b> Научное обоснование нового каротажного оборудования: электромагнитный зонд с тороидальными катушками .....	267
Алфавитный указатель авторов .....	270

Научное издание

НОВЫЕ ВЫЗОВЫ ФУНДАМЕНТАЛЬНОЙ И ПРИКЛАДНОЙ  
ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА – XXI ВЕК

Материалы Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых,  
посвященной 150-летию академика АН СССР И. М. Губкина  
и 110-летию академика АН СССР и РАН А. А. Трофимука

г. Новосибирск, 14–15 сентября 2021 г.

Тексты приводятся в авторской редакции с незначительными правками.

Верстка *А. С. Терёшкиной*  
Обложка *Е. В. Неклюдовой*

Подписано в печать 1.11.2021 г.  
Формат 60 × 84/8. Уч.-изд. л. 34,5. Усл. печ. л. 32.  
Тираж 100 экз. Заказ № 205.

Издательско-полиграфический центр НГУ  
630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 2.