

УДК 553.98

DOI 10.47148/0016-7894-2023-6-7-17

Научно-методический подход к прогнозу и поискам крупных и гигантских скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам

© 2023 г. | А.Н. Дмитриевский, С.А. Пуанова, В.Л. Шустер

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; A.Dmitrievsky@ipng.ru; punanova@mail.ru; tshuster@mail.ru

Поступила 31.10.2023 г.

Доработана 06.11.2023 г.

Принята к печати 10.11.2023 г.

Ключевые слова: нефть; газ; крупные скопления; мегарезервуары; прогноз и поиски; количественные критерии; углеродсодержащие формации.

Аннотация: Приступая к формулировке научных основ и методических приемов прогноза и поисков крупных и гигантских скоплений УВ, авторы в своих исследованиях всегда обращаются к основополагающим работам ученого-мыслителя-практика академика Алексея Эмильевича Конторовича. Основные понятия органической геохимии, необходимые для осмысления и интерпретации современного материала по углеродсодержащим формациям, основы геолого-геофизико-геохимических знаний о нефтегазоносных бассейнах и процессах онтогенеза нафтидов в них, базируются на работах А.Э. Конторовича — о нефтематеринских и нефтепроизводящих свитах, битумоидах (аллохтонных, автохтонных, параавтохтонных), главной фазе (стадии) нефтегазообразования, катагенетической стадийности и зональности нефтегазообразования и многом другом. Масштабы миграции битумоидов лежат в основе объемно-генетического метода оценки прогнозных запасов нефти, разработанного А.Э. Конторовичем по многим регионам Советского Союза, России и союзных республик, который имеет решающее значение при выборе объектов поисково-разведочных работ. Эти идеи и их преломление на огромном фактическом материале являются первоосновными, фундаментальными, тем краеугольным камнем, который необходим для дальнейшего развития новых направлений геолого-геохимических исследований. Анализ и систематизация представлений о влиянии геолого-геохимических факторов на формирование и нефтегазоносность мегарезервуаров осадочных бассейнов проведены авторами статьи по нескольким направлениям: показаны общие оценки масштабности резервуаров нефтегазоносных бассейнов мира по ряду геолого-геохимических признаков, количественные критерии поисков месторождений-гигантов нефти и газа с применением геолого-математического моделирования и прогноз объектов нефтегазовых скоплений в сланцевых формациях геохимическими методами.

Для цитирования: Дмитриевский А.Н., Пуанова С.А., Шустер В.Л. Научно-методический подход к прогнозу и поискам крупных и гигантских скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 7–17. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-7-17.

Финансирование. Работа выполнена в рамках плана ИПНГ РАН (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», №122022800253-3).

Scientific and methodological approach to prediction, exploration and prospecting of large and giant oil and gas accumulations confined to mega-reservoirs

© 2023 | A.N. Dmitrievsky, S.A. Punanova, V.L. Shuster

Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia; A.Dmitrievsky@ipng.ru; punanova@mail.ru; tshuster@mail.ru

Received 31.10.2023

Revised 06.11.2023

Accepted for publication 10.11.2023

Key words: oil; gas; large accumulations; mega-reservoirs; prediction and prospecting; quantitative criteria; hydrocarbon-bearing formations.

Abstract: When starting to formulate the scientific bases and methodologies to predict and explore large and giant hydrocarbon accumulations, authors in their research always advert to the fundamental works by scientist-thinker-practitioner Alexei Emilievich Kontorovich, Member of the Russian Academy of Sciences. The basic concepts of organic geochemistry, necessary for understanding and interpreting modern information on hydrocarbon-bearing formations, the background of geological-geophysical-geochemical knowledge about petroleum basins and naphthide ontogenesis in them are based on his works; they are devoted to oil source and oil producing formations, bitumens (allochthonous, autochthonous, parautochthonous), the main phase (stage) of oil and gas formation, catagenetic stages and zoning of oil and gas generation, and much more. Scale of bitumen migration makes the basis for the volumetric-genetic method for assessing predicted oil reserves, which was developed by A.E. Kontorovich for many regions in the Soviet Union, Russia and the union republics. This method is key to selection of exploration targets. These ideas and their refraction in a wealth of factual material are principal, fundamental, they are the cornerstone necessary for further development of new geological and geochemical research areas. The authors conducted an analysis and systematization of ideas about geological and geochemical factor

influence on and oil and gas content formation in mega-reservoirs of sedimentary basins. There were several focus areas in this research, namely: general estimates of reservoir scale in world oil and gas basins are demonstrated based on a number of geological and geochemical characteristics; quantitative criteria for giant oil and gas deposit prospecting with involvement of geological and mathematical modeling and prediction of oil and gas accumulations in shale formations using geochemical methods.

For citation: Dmitrievskiy A.N., Punanova S.A., Shuster V.L. Scientific and methodological approach to the forecast and search for large and giant oil and gas accumulations associated with mega-reservoirs. Geologiya nefiti i gaza. 2023;(6):7–17. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-7-17. In Russ.

Funding: This work was carried out according to RAS Institute of Oil and Gas Problems plan ("Scientific and methodological basis for exploration and prospecting of oil and gas accumulations confined to mega-reservoirs of sedimentary cover", No. 122022800253-3).

Введение

Условия современной геополитической и экономической ситуации в России, связанные с санкциями западного блока, стимулируют новые подходы к развитию нефтегазового комплекса страны. В этой связи показателен ряд решений о принятии парадигмы развития нефтегазоносного комплекса России, которая в новой редакции дополнена и озвучена академиком А.Э. Конторовичем в его докладах на Международных научно-практических конференциях «Новые идеи в геологии нефти и газа» (Москва, МГУ, май 2023 г.), «Перспективы развития нефтегазовых компаний России в современных условиях» (Казань, сентябрь 2023 г.). Предлагается повысить эффективность геолого-разведочных работ за счет совершенствования технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа как в традиционных, так и в нетрадиционных коллекторах (сланцевая нефть и газ, тяжелая нефть, природные битумы и др.), а также учитывать все запасы нефтяных и газовых залежей, включая не только кондиционные пласты и пропластки, но также нефть и газ во всех углерод-содержащих породах.

Общие представления о мегарезервуарах и мегабассейнах

Термин «природный резервуар» впервые был введен И.О. Бродом в 1951 г., далее его дополнили Н.А. Еременко (1968), А.Э. Конторович и др. (1981) и др. В монографии [1, с. 33–34] резервуар определяется как «геологическое тело, являющееся совокупностью флюидоупора и проницаемого комплекса...». Представляется, что понятие мегарезервуар имеет более широкое значение, сюда могут примыкать и нефтесборные площади, содержащие отложения, генерирующие УВ и их аккумулирующие.

Одно из направлений повышения рентабельности геолого-разведочных проектов, особенно в сложных природно-климатических условиях арктического Севера страны — поиски и освоение крупных по запасам месторождений нефти и газа. По мнению авторов работ [1–6], крупные и гигантские скопления УВ могут быть открыты в бассейнах, относимых к супербассейнам (мегабассейнам), которые могут и должны быть введены в разработку в ближайшие годы. По мнению А.Э. Конторовича с соавторами, «проблема анализа закономерностей локализации и поисков гигантских месторождений нефти и газа в последние десятилетия играет все большую роль в теоретической и прикладной гео-

логии нефти и газа. При разведке гигантских месторождений нефти и газа обеспечивается наибольшая эффективность геологоразведочных работ, с ними связана большая часть разведанных на сегодняшний день запасов УВ-сырья и добычи нефти, природного газа и конденсата в мире. Разработка таких месторождений обеспечивает наиболее дешевое энергетическое сырье» [1, с. 274].

Классификации седиментационных (или как синоним — осадочных) бассейнов, а в их рамках — нефтегазоносных бассейнов по площади, объему осадочного выполнения, величине начальных потенциальных геологических ресурсов УВ, соотношению в бассейне массы жидких и газообразных УВ, а также целесообразности вычленения класса мегабассейнов предлагались в классических работах исследователей [1, 7, 8]. В табл. 1, 2 приведены примеры такого деления седиментационных бассейнов на различные классы.

Одним из основных признаков отнесения осадочных бассейнов к категории мегабассейнов является величина накопленной добычи более 5 млрд баррелей в нефтяном эквиваленте и наличие в них мегарезервуаров. Наиболее вероятно открытие мегарезервуаров с гигантскими по запасам газовыми и нефтяными месторождениями в российском Западно-Арктическом регионе и прежде всего в Южно-Карской нефтегазоносной области. В последней с высокой вероятностью предполагается открытие 2–3 газовых месторождений с запасами до 2 трлн м³ каждое [9].

Количественные критерии поисков месторождений-гигантов нефти и газа с применением методов геолого-математического моделирования

Количественные критерии прогноза нефтегазоносности на основе детального анализа большинства нефтегазоносных бассейнов бывшего СССР разработаны в ряде работ А.Э. Конторовича с соавторами [1–3, 10, 11] и др., а использование и методические разработки продолжены, развиты и опубликованы в последующих многочисленных работах российских исследователей. Инициатором применения методов количественного прогноза нефтегазоносности в Советском Союзе был И.М. Губкин. Развитием и совершенствованием много и плодотворно занимались А.А. Бакиров, И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, Н.А. Еременко, М.К. Калинин, С.Г. Неручев, А.А. Трофимук и многие другие известные геологи и геохимики нашей страны. Оценка количественного прогноза нефтегазоносности при использовании

Табл. 1. Классификация седиментационных бассейнов по объему осадочного выполнения [1]

Tab. 1. Classification of sedimentary basins according to sedimentary fill volume [1]

Объем осадочного выполнения, тыс. км ³	Класс	Подкласс	
		вариант I, порядок	вариант II
> 2500	Мега	–	A
1000–2500 250–1000 100–250	Мезо	I II III	B C D
25–100 10–25 < 10	Микро	I II III	E F G

Табл. 2. Классификация седиментационных бассейнов по величине площади [1]

Tab. 2. Classification of sedimentary basins according to area size [1]

Площадь бассейна на поверхности Земли, тыс. км ²	Класс	Подкласс	
		вариант I, порядок	вариант II
> 600	Мега	I	α
250–600		II	β
70–250	Мезо	I	γ
20–70		II	δ
15–30	Микро	I	ε
7,5–15		II	ζ
< 7,5		III	η

теории статистических решений, распознавания образов, а также аппарата регрессионного, корреляционного и логико-дискретного анализов основана на геолого-математическом моделировании закономерностей размещения залежей нефти и газа. Авторами метода приводятся достаточно сложные формулы и методы моделирования, с которыми можно детально познакомиться в монографиях [1, 10]. На основании анализа нефтегазоносности 195 нефтегазоносных бассейнов мира сделано заключение [11], что с увеличением объема осадочного выполнения седиментационного бассейна растет величина начальных потенциальных геологических ресурсов (рис. 1).

В качестве основных благоприятных геолого-геохимических факторов формирования месторождений нефти и газа авторы статьи рекомендуют следующие.

1. Наличие в пределах нефтегазосборной территории зоны нефтегазонакопления осадочных толщ – генераторов больших масс УВ; обычно эти толщи обогащены ОВ, однако определяющим является не количество его в единице объема, а абсолютная масса.

2. Близость зоны нефтегазонакопления к зоне максимального прогибания, т. е. к зоне наиболее интенсивной и длительной генерации нефти и газа, зоне, в которой процессы генерации и аккумуляции УВ в течение всей истории седиментационного бассейна преобладали над процессами их рассеивания из ловушек. Известно, что запасы крупных место-

рождений тесно связаны с такими параметрами, как расстояние до наиболее погруженной части седиментационного бассейна, средней мощности от фундамента до кровли основного продуктивного горизонта, мощности осадочного чехла, т. е. зоны локализации крупных месторождений располагаются в непосредственной близости от главного источника генерации УВ по латерали.

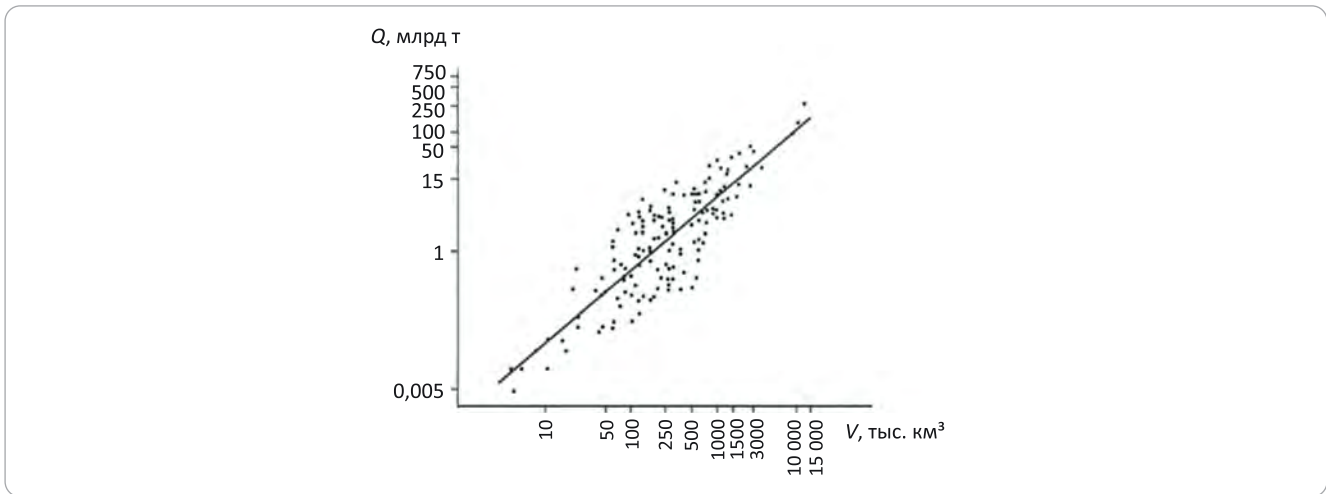
3. Наличие в резервуаре, содержащем основную часть ресурсов УВ на месторождении, надежного глинистого или эвапоритового регионального или межрегионального флюидоупора, обеспечивающего благоприятные условия для аккумуляции УВ и сохранения их залежей.

4. Приуроченность крупнейших скоплений нефти и газа к мощным, не разделенным большим числом зональных флюидоупоров, пронизаемым комплексам; крупные залежи нефти и газа чаще всего связаны с просто и весьма просто построенными пронизаемыми комплексами. Для формирования крупного скопления нефти или газа, как правило, необходима аккумуляция УВ в ловушках не только с большой нефтегазосборной территории, но и со значительной по мощности толщи пород, залегающей ниже ловушки. Важно, однако, что при большой роли как внутрирезервуарной, так и межрезервуарной вертикальной миграции УВ при формировании крупных скоплений, интенсивная тектоническая нарушенность является фактором негативным, так как способствует разрушению залежей.



Рис. 1. Зависимость величины начальных потенциальных геологических ресурсов УВ от объема осадочного выполнения седиментационных бассейнов [11]

Fig. 1. Amount of possible initial in-place HC resources as a function of sedimentary fill volume in sedimentary basins [11]



5. Связь крупных скоплений нефти и газа с большими по емкости ловушками, сформировавшимися ко времени, когда соответствующий комплекс переживал главную фазу нефтенакопления или один из периодов интенсивного газообразования.

6. Приуроченность нефтяных гигантов к морским, а газовых — к континентальным угленосным и субугленосным толщам (из этого правила имеются исключения).

В работах [12, 13] приводится более детальный учет факторов, контролирующих формирование зон, богатых нефтью, нефтью и газом, конденсатным газом, сухим газом, на примере бассейнов эпигерцинских плит. Анализ полученных материалов привел авторов статьи к выводу, что формирование зон, богатых начальными потенциальными геологическими ресурсами УВ, контролируется 5 факторами: тектоническим (8 показателей), литологическим (5 показателей), гидрогеологическим (2 показателя), геохимическим (5 показателей) и термодинамическим (2 показателя). Основными из них являются: мощность осадочного чехла, особенно мощность фанерозойских отложений; специфика истории развития и контрастность локальных структур; наличие в разрезе небольшого числа надежно изолированных мега- и региональных резервуаров; наличие в составе проницаемого комплекса достаточно большого объема песчано-алевритового материала; существование в настоящее время или в прошлом крутых (вплоть до вертикальных) участков подъема подземных вод, что в значительной мере способствует выделению УВ в свободную фазу; наличие в разрезе больших масс осадочных пород, богатых ОВ, которые могут быть источником нефти и газа; достаточная катагенетическая превращенность ОВ.

Количественный прогноз нефтеносности проводится также по данным битуминологических исследований. В основе прогноза — картирование

нефтепроизводящих отложений и оценка их нефтепроизводящего потенциала [1–3, 10]. С этой целью для каждой нефтепроизводящей толщи:

а) строятся карты мощностей: суммарных мощностей песчано-алевритовых пород в этих толщах; средней мощности пластов глин и аргиллитов; карты числа пластов глин и аргиллитов; карты содержания битумоидов в песчаниках и алевролитах и карты содержания битумоидов в аргиллитах и глинах;

б) проводится районирование территории в соответствии со значениями параметров, характеризующих нефтеотдачу материнских пород;

в) производится подсчет эмигрировавших УВ.

С использованием аппарата математической статистики предлагается два возможных метода оценки масштабов эмиграции жидких УВ. В многочисленных работах тех лет [10–13] и последующих публикуются карты количества УВ, эмигрировавших с 1 км² нефтепроизводящей толщи различных нефтегазоносных комплексов Западно-Сибирского, Восточно-Сибирского и других нефтегазоносных бассейнов России, и карты генерации УВ.

Основные выводы, на которых базируются прогнозные оценки масштабности скоплений, сводятся к следующему:

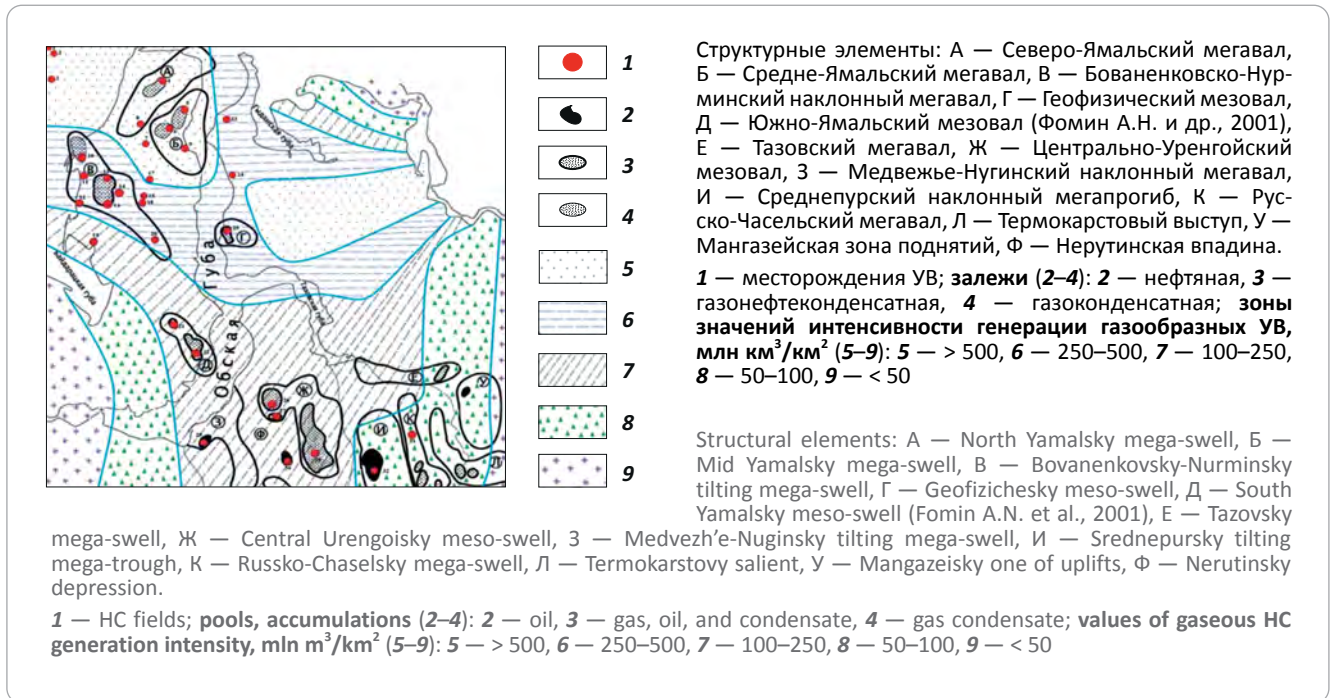
1) при масштабах эмиграции нефти меньше 200–400 тыс. т/км² аккумуляция их в промышленной залежи, судя по материалам изученных районов Западной Сибири, не происходит;

2) с ростом масштабов эмиграции УВ коэффициенты аккумуляции растут;

3) с улучшением коллекторских свойств и выдержанности проницаемых горизонтов коэффициенты аккумуляции увеличиваются.

Построенные на основании этих расчетов карты прогнозной оценки перспектив нефтегазоносности отдельных нефтегазосодержащих толщ и сводная

Рис. 2. Схема-модель интенсивности генерации газообразных УВ в нижнеюрских отложениях, млн м³/км² [15]
Fig. 2. Schematic model of gaseous HC generation intensity in Lower Jurassic deposits, mln m³/km² [15]



карта для всего нефтегазоносного бассейна могут применяться для оценки потенциальных ресурсов нефти и газа в пределах всего бассейна и выделения зон крупных запасов в мегарезервуарах осадочного чехла. Использование результатов подобных расчетов по ниже-среднеюрским отложениям северных регионов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна по данным [14], а именно интенсивности эмиграции жидких УВ и интенсивности генерации газообразных УВ, применялось авторами статьи для выбора наиболее перспективных локальных объектов в доюрском комплексе региона [15]. На рис. 2 показан фрагмент схемы-модели зон интенсивности генерации газообразных УВ в нижнеюрских отложениях Западной Сибири.

На территории Северо- и Средне-Ямальского мегавалов и южной акватории Карского моря значения эмиграции жидких УВ максимальны и составляют 1000–2000 тыс. т/км², также как и значения генерации газообразных УВ — свыше 500 млн м³/км², что соответствует высокой степени реализации нефтегазового потенциала. На территориях Геофизического мезовала, Бованенковско-Нурминского наклонного мегавала и Обской губы распространяются зоны со значениями эмиграции жидких УВ 500–1000 тыс. т/км² и генерации газообразных УВ 250–500 млн м³/км².

По масштабам эмиграции жидких и газообразных УВ в Западно-Арктической акватории (для Южно-Карского региона) установлена максимальная плотность эмиграции, приуроченная к глинистым отложениям ранне-среднеюрского возраста, которая составила 11 млн т/км² нефти и 7 млрд м³ газа, в неокме наблюдаются несколько меньшие значения [16].

Высокую перспективность глубокопогруженных отложений осадочного комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна подтверждают и данные по прогреву ОВ различных нефтегазоносных комплексов бассейна. Основываясь на существенных различиях интенсивности процессов палеопрогрева осадочных толщ всей территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна с глубиной в зависимости от возраста консолидации фундамента [17, 18], прогнозируются глубины процессов генерации УВ в соответствии с R₀ и палеотемпературами. Наиболее высокие генерационные показатели нефтегазопроизводящих толщ и большие глубины обнаружения нефтяных скоплений (до 4200 м) можно ожидать в областях с добайкальским фундаментом, а в областях жесткого палеопрогрева основными нефтегенерационными толщами будут юрские. Глубины обнаружения нефтяных скоплений ограничиваются 3200 м (табл. 3).

Для многих нефтегазоносных бассейнов России опубликованы карты количества УВ, эмигрировавших с 1 км² нефтепроизводящей толщи, и карты генерации УВ, построенные с использованием количественных критериев поисков месторождений-гигантов нефти и газа и применением статистических методов, что дает возможность при прочих благоприятных геолого-геохимических условиях прогнозировать крупные скопления УВ в мегарезервуарах.

В настоящее время продолжают исследования по оценке масштабности скоплений УВ в осадочных бассейнах различных регионов с применением усовершенствованного аппарата математической статистики, при использовании законов распределения по массе залежей и месторождений [20–22].

Табл. 3. Предполагаемые глубины протекания процессов [19]

Tab. 3. Expected depth of oil and gas generation processes [19]

Цикл консолидации фундамента [17, 18]	Основные области распространения [17, 18]	Температурный градиент	Вероятные нижние границы генерации УВ, м	
			нефти	легкой нефти и газоконденсата
Добайкальский	Приенисейская, часть Мансийской синеклизы, Сургутский и Нижневартовский своды	Низкий	4200	5200
Герцинский, каледонский	Центральная и юго-восточная части Западной Сибири	Средний	3650	4400
Триасовые рифты, гранитоидные массивы и флюидопроводящие разломы в фундаменте	Шаимский, Красноленинский и другие своды	Интенсивный	3200	4050

Приводятся данные количественного прогноза нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений северной части Западной Сибири и акватории Карского моря на основе специфических особенностей тектонических, литолого-фациальных и геохимических критериев оценки перспектив нефтегазоносности резервуаров. В результате рассматривается структура ресурсов УВ: распределение начальных суммарных ресурсов УВ по фазовому состоянию, категории ресурсов и запасов по региональным резервуарам и нефтегазоносным областям. Учитывая значительную мощность осадочных отложений в центральной части акватории Карского моря, существуют высокие перспективы открытия УВ-скоплений в юрских и более глубоких отложениях, помимо уже открытых в меловом комплексе (рис. 3) [23, 24]. Показано, что толщины палеозойских платформенных отложений в Гыданской и Южно-Карской нефтегазоносных областях, с появлением в разрезе триасового комплекса, составляют суммарно 8–10 км, что существенно повышает перспективы нефтегазоносности этих отложений по сравнению с Ямальской нефтегазоносной областью. На Новопортовском месторождении в Ямальской нефтегазоносной области открыта нефтяная залежь в палеозойских метаморфизованных карбонатах девонского возраста, приуроченная к комбинированной ловушке. В Южно-Карской нефтегазоносной области выделяется два погружения, где толщина отложений платформенного палеозоя резко увеличивается до 12–14 км. В пределах выступа фундамента, разделяющего эти депрессии, толщина отложений осадочного палеозоя составляет 5 км.

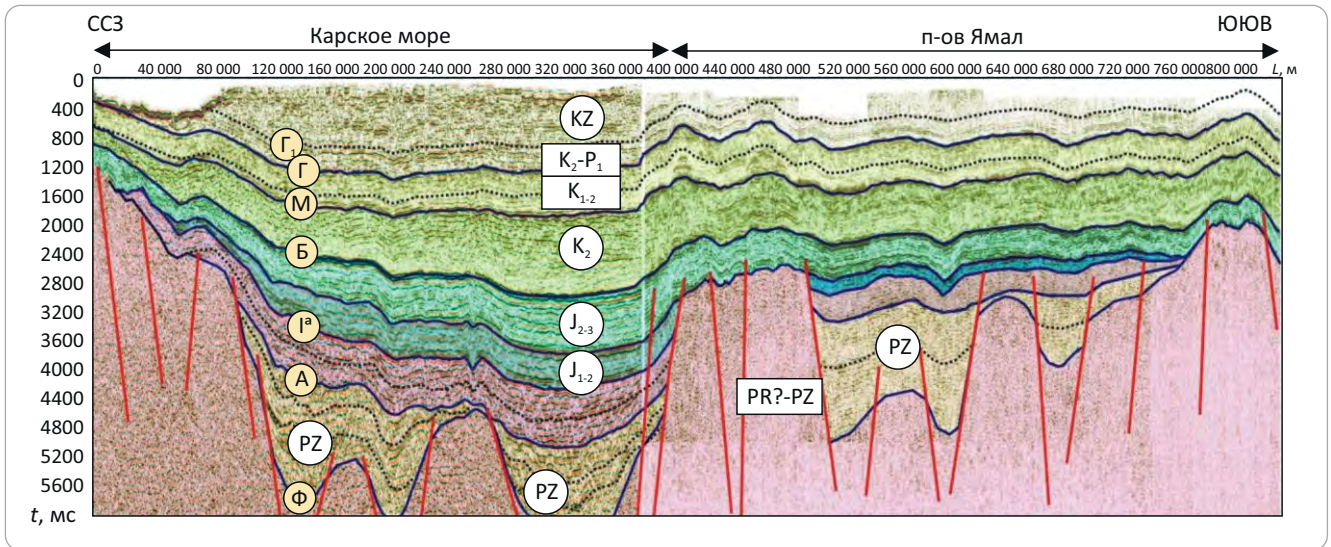
Прогноз продуктивных интервалов разреза сланцевых отложений геохимическими методами

Нефтяные системы сланцевых формаций являются исходными или нефтематеринскими, в которых образование и накопление УВ происходят одновременно в породах-источниках и породах-накопителях, и резервуарами становятся исходные породы. Сланцевые формации распространяются на обширных площадях, характеризуются высо-

ким содержанием ОВ и высокими генерационными способностями при определенных стадиях катагенетического прогрева (нефтяное и газовое окна). Эти отложения в ряде сланцевых бассейнов обладают огромными ресурсами. Так, площадь распространения баженовской свиты в Западной Сибири составляет более 1,2 млн км², ее запасы оцениваются в 40 млрд т. Нефтяной потенциал доманиковой формации в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне — 143,6 млрд т, газовый — 59,8 трлн м³, остаточный потенциал сохранившихся в толще генерации УВ — 98,2 млрд т нефти и 24,2 трлн м³ газа. Высокоперспективные прослои высокоуглеродистой доманиковой формации распространяются более чем на 80 тыс. км² [25–29].

По образному выражению А.Э. Конторовича, карбонатно-глинисто-кероген-кремнистые породы баженовской свиты — «уникальное скопление углеводородистого органического вещества (керогена) и нефти, а также серы, урана, ванадиевых порфиринов — наследников бывшего хлорофилла» [25]. Результаты большого цикла геохимических исследований в плане диагностики проницаемых нефтенакапливающих пластов в баженовской свите на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна отражены в ряде публикаций, в которых главенствующее значение отводится процессам катагенетических преобразований ОВ отложений. Так, в работе [30] показана большая роль диагностических различий разнообразного типа битумоидов, выявляемых в разрезе баженовских отложений. Проведена диагностика автохтонных (сингенетических, связанных) и аллохтонных (перемещенных) битумоидов, в том числе параавтохтонных мобильных битумоидов, которые утратили связь с исходным ОВ, но при этом не покинули нефтематеринскую толщу (перемещенных в самой нефтематеринской толще), и показано, что на концентрацию и состав битумоидов решающее влияние оказывает уровень катагенеза ОВ. Выявляется приуроченность нефтенасыщенных горизонтов баженовской толщи к пачкам пород, относительно обедненных ТОС с параавтохтонным битумоидом. Высокообогащенные ОВ (> 10 % современного со-

Рис. 3. Сейсмогеологический разрез по композитному профилю Reg_II-II (Карское море – п-ов Ямал) [24]
 Fig. 3. Geoseismic section along the Reg_II-I slalom line (Kara Sea – Yamal Peninsula) [24]



держания ТОС) пачки пород, как правило, не содержат параавтохтонной нефти. Процессы катагенеза и концентрация ОБ в породах баженовской свиты определяют не только масштабы нефтегазообразования, но и емкостные характеристики слагающих их пород [31–33]. Одним из важнейших процессов, приводящих к формированию эффективных коллекторов в породах баженовской свиты, является процесс катагенетического преобразования ОБ. Изучение влияния катагенетической зрелости ОБ на поровые характеристики и распространение коллекторов в баженовской формации основано на применении современных геохимических методов, включающих пиролиз, анализ строения пород (методом сканирующей электронной микроскопии), зрелости керогена и распространения УВ в породе (методом люминесцентной микроскопии). Полученные количественные зависимости пористости баженовской свиты от ее геохимических характеристик предлагается использовать при прогнозе перспектив нефтегазоносности и количественной оценке ресурсов нефти в баженовской свите.

Остановимся далее на исследованиях, проведенных непосредственно авторами статьи на основе анализа битуминозных компонентов баженовских отложений, которые также свидетельствуют о возможности использования геохимических различий битуминозных компонентов в составе ОБ сланцевых формаций для выводов об их продуктивности [34, 35]. В качестве генетических коррелятивов были привлечены данные по компонентному составу битумоидов, а также содержанию микроэлементов в нефтях и битумоидах. Сходство нефтей и сингенетичных битумоидов пород по распределению микроэлементов может свидетельствовать об участии этих толщ в процессах нефтеобразования. Для более обоснованного суждения о наличии в осадочном разрезе нефтематеринских отложений и возможности диагностировать нефтесборные

интервалы разреза необходимо четко разделять битуминозные компоненты на *автохтонные* (сингенетичные) и *эпигенетичные* (*параавтохтонные*), как это было предложено, выполнено и опубликовано в ряде работ по доманику и баженовской свите. Анализ состава битумоидов баженовской свиты по площади ее распространения показал их значительную неоднородность, что позволило выделить две генетические разновидности. Первая, *сингенетичные автохтонные битумоиды*, характеризуется высокими значениями $S_{орг}$ при низких значениях β (коэффициент битуминозности $\beta = V/S_{орг}$, %, где V — содержание битумоида) — не более 7–8 %, высоким коэффициентом метаморфизма $k_i = (P + \Phi) / (n-C_{17} + n-C_{18})$ — до 0,8, относительно высокой концентрацией и разнообразием различных кислородсодержащих структур при повышенной суммарной ароматичности. Первая разновидность характеризуется, как правило, высоким содержанием V, Ni, Co, Mo и других микроэлементов, связанных с асфальто-смолистыми компонентами. Концентрация «подвижных» микроэлементов, тех что ассоциируют с масляными УВ-компонентами — Fe, Au, Pb, Cu и др., в них ниже. Вторая разновидность битумоидов (*эпигенетичные, параавтохтонные битумоиды*) характеризуется повышенным β (до 30 %), низкими значениями k_i (0,1–0,3), невысокой концентрацией кислородсодержащих соединений и суммарной ароматичностью по отношению к группам CH_2 n -алканов. В битумоидах этого типа практически не обнаружены порфирины, характерны низкие содержания ванадия. Распределение микроэлементов в эпигенетичных битумоидах отражает их миграционный характер, иногда контаминационный, они более подвижны, по сравнению с сингенетичными битумоидами имеют более низкие концентрации «тяжелых» микроэлементов.

Таким образом, по результатам проведенных исследований любые перемещения флюидов вну-

три углеродсодержащих толщ приводят к изменению их состава, в частности к обогащению более подвижными (Au, As и Cu) и обеднению менее подвижными (V, Ni, Co, Mo, Zn) элементами и коррекции их отношений. Выявленные особенности микроэлементов в составе флюидов могут являться маркерами прогноза продуктивности резервуаров исследуемых формаций. Однако процесс перехода микроэлементов из одной УВ-субстанции в другую достаточно сложный и многофакторный. Об этом свидетельствуют исследования [36], основанные на детальном изучении образцов из нефтематеринских отложений формации Баккен, подвергшихся в лабораторных условиях запрограммированному пиролизу с получением данных по T_{\max} , R_o , УФ-флуоресценции мацеральной группы липтинита и по результатам ядерно-магнитно-резонансной спектроскопии. При этом хорошими индикаторами процессов катагенетического преобразования ОВ в изучаемых отложениях, наравне с УВ-показателями, явились концентрации редокс-чувствительных металлов, например V и Mo. Авторы статьи считают, что существует вероятность того, что повышение степени термической зрелости может привести к высвобождению некоторых чувствительных к окислительно-восстановительному потенциалу микроэлементов, таких как Mo и V, и способствовать повышению их концентраций в перемещающейся УВ-фракции и в поровой воде. Таким образом, необходимым условием применения определенных УВ и микроэлементов-показателей являются, на взгляд авторов статьи, равные условия сравнения, а именно — близость катагенетических преобразований и учет окислительно-восстановительного потенциала.

Выводы

К настоящему времени для многих нефтегазоносных бассейнов России, с использованием количественных критериев поисков месторождений-гигантов нефти и газа с применением статистических методов, основанных на методологии А.Э. Конторовича, им и его учениками-последователями, к коим авторы статьи причисляют и себя, опубликованы карты количества УВ, эмигрировавших с 1 км^2 нефтепроизводящей толщи, и карты генерации УВ. Это дает возможность при прочих благоприятных геолого-геохимических условиях прогнозировать наличие скоплений УВ в мегарезервуарах. В работах А.Э. Конторовича, его учеников и соавторов проведены исследования по оценке масштабности скоплений УВ в осадочных бассейнах различных регионов с применением усовершенствованного аппарата математической статистики, а также законов распределения по массе залежей и месторождений. Как показало детальное изучение «сланцевых толщ» разных регионов мира, несмотря на целый ряд различий в их строении и масштабах влияния на нефтеносность подстилающих и перекрывающих отложений, региональные закономерности распределения нефти в самих толщах контролируются одними и теми же факторами: начальными концентрациями ОВ в породах и стадийностью его катагенетического преобразования, причем стадийность катагенеза и концентрация ОВ в породах определяют не только масштабы нефтегазообразования, но и фильтрационно-емкостные характеристики «сланцевых толщ».

Литература

1. Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И., Леонтович Б.В., Растегин А.А. Прогноз месторождений нефти и газа. – М. Недра, 1981. – 350 с.
2. Конторович А.Э. Очерки теории нафтидогенеза: Избранные статьи. – Новосибирск : СО РАН, 2004. – 545 с.
3. Конторович А.Э. Геология нефти и газа: избранные труды : в 3-х т. Т. 3. Методы прогноза нефтегазоносности. – Новосибирск : Изд-во СНИИГГМС, 2008. – 331 с.
4. Дмитриевский А.Н., Баланюк И.Е., Каракин А.В. Механизм формирования гигантских скоплений нефти и газа // Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа : сб. научн. тр. – М. : ООО «Геоинформмарк», 2004. – С. 3–7.
5. Пуланова С.А. О необходимости системного подхода к оценке перспективности осадочных бассейнов на углеводородное сырье // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 4. – С. 10–13. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-4-10-13.
6. Шустер В.Л. Особенности формирования и размещения крупных и гигантских по запасам месторождений нефти и газа в мегарезервуарах осадочных бассейнов // Socar Proceedings. – 2022. – № 2. – С. 30–38.
7. Вассоевич Н.Б., Архипов А.Я., Бурлин Ю.К. и др. Нефтегазоносный бассейн — основной элемент нефтегеологического районирования крупных территорий // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 1970. – № 5. – С. 13–24.
8. Хаин В.Е., Соколов Б.А. Современное состояние и дальнейшее развитие учения о нефтегазоносных бассейнах // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых : сб. научн. тр. – М. : Наука, 1973. – С. 94–108.
9. Высоцкий В.И., Скоробогатов В.А. Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2021. – Т. 175. – № 1–6. – С. 20–25.
10. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов // Тр. ИГиГ СО АН СССР. – Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1971. – Вып. 143. – 167 с.
11. Конторович А.Э., Моделевский М.С., Трофимук А.А. Принципы классификации седиментационных бассейнов в связи с их нефтегазоносностью // Геология и геофизика. – 1979. – № 2. – С. 3–11.

12. Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа (на примере платформенных областей) / Под ред. В.С. Лазарева, В.Д. Наливкина. – Ленинград, 1971. – 334 с.
13. Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н., Трофимук А.А. Поисковые признаки гигантских нефтяных месторождений // Специальный доклад (СД-8) : мат-лы VIII Мирового нефтяного конгресса (Москва, 3–19 июня 1971 г.). – М. : ВНИИОЭНГ, 1971. – 16 с.
14. Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 3. – Режим доступа: https://ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf (дата обращения 05.09.2023).
15. Schuster V.L., Punanova S.A. Oil and gas potential of the deep-lying Jurassic and pre Jurassic deposits of the North of Western Siberia in unconventional traps // Georesursy = Georesources. – 2021. – Т. 23. – № 1. – С. 30–41. DOI: 10.18599/grs.2021.1.3.
16. Полякова И.Д., Данилина А.Н. Масштабы эмиграции жидких и газообразных углеводородов в Западно-Арктических акваториях России [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2013.pdf (дата обращения 05.09.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/31_2013.
17. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири // Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности : мат-лы Международной науч.-практ. конф. (Санкт-Петербург, 30 июня – 3 июля 2008 г.). – СПб. : ВНИГРИ, 2008. – С. 68–77.
18. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности осадочных отложений триаса Западно-Сибирского мегабассейна // Горные ведомости. – 2011. – № 9. – С. 11–15.
19. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пуанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири — новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводородов. – Saarbrücken : Lambert Academic Publishing, 2012. – 144 с.
20. Эпов М.И., Шемин Г.Г. Количественный прогноз нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений севера Западной Сибири и акватории Карского моря // Геология нефти и газа. – 2017. – № 4. – С. 7–32.
21. Конторович А.Э., Лившиц В.Р. О вероятностном распределении углеводородов по массе в дисперсно-рассеянном состоянии // Доклады РАН. – 2007. – Т. 415. – № 4. – С. 514–517.
22. Конторович А.Э., Лившиц В.Р. Новые методы оценки, особенности структуры и пути освоения прогнозных ресурсов нефти зрелых нефтегазоносных провинций (на примере Волго-Уральской провинции) // Геология и геофизика. – 2017. – № 12. – С. 1835–1852. DOI: 10.15372/GiG20171201.
23. Конторович В.А., Конторович А.Э. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности шельфа Карского моря // Доклады РАН. – 2019. – Т. 489. – № 3. – С. 272–276. DOI: 10.31857/S0869-56524893272-276.
24. Конторович В.А., Сурикова Е.С., Аюнова Д.В., Гусева С.М. Сейсмические образы крупных газовых залежей в арктических регионах Западной Сибири и на шельфе Карского моря // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – Т. 36. – № 4. – С. 41–48. DOI: 10.20403/2078-0575-2018-4-41-48.
25. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А. и др. Баженовская свита — главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России [Электронный ресурс] // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2014. – Т. 10. – № 2. – Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.html (дата обращения 05.09.2023).
26. Дмитриевский А.Н. Нетрадиционные ресурсы нефти и газа России: проблемы и перспективы освоения [Электронный ресурс] // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2014. – Т. 10. – № 2. – Режим доступа: https://oilgasjournal.ru/vol_10/dmitrievsky.html (дата обращения 08.09.2023).
27. Zou Caineng Tao, Shizhen Yuan, Xuanjun Zhu et al. Global importance of «continuous» petroleum reservoirs: Accumulation, distribution and evaluation // Petroleum Exploration and Development. – 2009. – Т. 36. – № 6. – С. 669–682. DOI: 10.1016/S1876-3804(10)60001-8.
28. Прищепа О.М., Баженова Т.К., Никифорова В.С. и др. Уточнение геохимических особенностей распределения органического вещества в доманиковых отложениях Тимано-Печорской НГП // Успехи органической геохимии: мат-лы 2-й Всероссийской научной конференции (с участием иностранных ученых) (Новосибирск, 5–6 апреля 2022 г.). – Новосибирск : ИПЦ НГУ, 2022. – С. 212–215. DOI: 10.25205/978-5-4437-1312-0-212-215.
29. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Порожков В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г. Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях // Недропользование XXI век. – 2017. – Т. 67. – № 4. – С. 104–115.
30. Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В., Сотнич И.С., Ян П.А. Геохимия битумоидов баженовской свиты // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 79–88. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-79-88.
31. Калмыков А.Г., Карпов Ю.А., Топчий М.С. и др. Влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов с органической пористостью в баженовской свите и особенности их распространения // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 159–171. DOI: 10.18599/grs.2019.2.159-171.
32. Абукова Л.А., Юсупова И.Ф., Абрамова О.П. Роль органического вещества сланцевой залежи в формировании ее проницаемости на раннем катагенном этапе // Химия твердого топлива. – 2014. – № 2. – С. 19–24. DOI: 10.7868/S0023117714020029.
33. Бурштейн Л.М., Конторович А.Э., Костырева Е.А. Модель пористости пород баженовской свиты // Интерэкспо Гео Сибирь. – 2021. – Т. 2. – № 1. – С. 15–24. DOI: 10.33764/2618-981X-2021-2-1-15-24.
34. Пуанова С.А., Шустер В.Л. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубоководных доюрских отложений Западной Сибири // Георесурсы. – 2018. – Т. 2. – № 20. – С. 67–80. DOI: 10.18599/grs.2018.2.67-80.
35. Punanova S. Oil source deposits in the Bazhenov formation of Western Siberia // 29th International Meeting on Organic Geochemistry (Gothenburg, 1–6 сентября, 2019 г.): European Association of Geoscientists & Engineers, 2019. – С. 380–381. DOI:10.3997/2214-4609.201902805.
36. Abarghan A., Gentzis T., Liu B., Khatibi S., Bubach B., Ostadhassan M. Preliminary Investigation of the Effects of Thermal Maturity on Redox-Sensitive Trace Metal Concentration in the Bakken Source Rock, North Dakota, USA // ACS Omega. – 2020. – № 5(13). – pp. 7135–7148. DOI: 10.1021/acsomega.9b03467.

References

1. Kontorovich A.E., Fotiadi E.E., Demin V.I., Leontovich B.V., Rastegin A.A. Prognoz mestorozhdenii nefiti i gaza [Prediction of oil and gas fields]. Moscow: Nedra; 1981. 350 p. In Russ.
2. Kontorovich A.E. Ocherki teorii naftidogeneza: Izbrannye stat'i [Essays on naftidogenesis theory: Selected papers]. Novosibirsk : SO RAN; 2004. 545 p. In Russ.
3. Kontorovich A.E. Oil and gas geology: selectas: in 3 vol. Vol. 3. Prediction methods of oil and gas occurrence [Geologiya nefiti i gaza: izbrannye trudy : v 3-kh t. T. 3. Metody prognoza neftegazonosnosti]. Novosibirsk: Izd-vo SNIIGiMS, 2008. 331 p. In Russ
4. Dmitrievskii A.N., Balanyuk I.E., Karakin A.V. Mekhanizm formirovaniya gigantskikh skoplenii nefiti gaza [Giant oil and gas accumulations: mechanism of formation]. In: Prioritetnye napravleniya poiskov krupnykh i unikal'nykh mestorozhdenii nefiti i gaza : sb. nauchn. tr. Moscow: OOO "Geoinformmark"; 2004. pp. 3–7. In Russ.
5. Punanova S.A. On the need for a systemic approach to the assessment of the prospects for oil and gas potential of sedimentary basins. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2022;(4):10–13. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-4-10-13. In Russ.
6. Shuster V.L. Features of formation and placement of large and giant oil and gas deposits in megareservoirs of sedimentary basins. *Socar Proceedings*. 2022;(2):30–38. In Russ.
7. Vassoevich N.B., Arkhipov A.Ya., Burlin Yu.K. et al. Neftgazonosnyi bassein — osnovnoi element neftegeologicheskogo raionirovaniya krupnykh territorii [Petroleum basin as main element in geopetroleum zoning of wide areas]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4. Geologiya*. 1970;(5):13–24. In Russ.
8. Khain V.E., Sokolov B.A. Sovremennoe sostoyanie i dal'neishee razvitiye ucheniya o neftegazonosnykh basseinakh [Theory of petroleum basins: current state and further development]. In: Sovremennyye problemy geologii i geokhimii goryuchikh iskopaemykh : sb. nauchn. tr. Moscow: Nauka, 1973. pp.94–108. In Russ.
9. Vysotskii V.I., Skorobogatov V.A. Giant hydrocarbon fields of Russia and the world. Prospects for new discoveries. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*. 2021;175(1–6):20–25. In Russ.
10. Vyshemirskii V.S., Kontorovich A.E., Trofimuk A.A. Migration of dispersed bitumoids. IGIG SO AN USSR proceedings. Novosibirsk: Nauka. Sibirskoe otdelenie; 1971. Issue 143. 167 p. In Russ.
11. Kontorovich A.E., Modelevskii M.S., Trofimuk A.A. Printsipy klassifikatsii sedimentatsionnykh basseinov v svyazi s ikh neftegazonosnost'yu [Principles of sedimentary basin classification in the context of their hydrocarbon potential]. *Geologiya i geofizika*. 1979(2):3–11. In Russ.
12. Analiz vliyaniya razlichnykh faktorov na razmeshchenie i formirovanie mestorozhdenii nefiti i gaza (na primere platformnykh oblastei). In: V.S. Lazareva, V.D. Nalivkina, eds. Leningrad, 1971. 334 p. In Russ.
13. Vyshemirskii V.S., Dmitriev A.N., Trofimuk A.A. Poiskovye priznaki gigantskikh neftyanykh mestorozhdenii [Prospecting indicators of giant oil fields]. In: Spetsial'nyi doklad (SD-8) : mat-ly VIII Mirovogo neftyanogo kongressa (Moscow, 3–19 June 1971). Moscow: VNIIOENG; 1971. 16 p. In Russ.
14. Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. Geochemical aspects of Lower and Middle Jurassic sediments of the West-Siberian plate in view of hydrocarbon potential evaluation. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(3). Available at: https://ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf (accessed 05.09.2023). In Russ.
15. Schuster V.L., Punanova S.A. Oil and gas potential of the deep-lying Jurassic and pre Jurassic deposits of the North of Western Siberia in unconventional traps. *Georesursy = Georesources*. 2021;23(1):30–41. DOI: 10.18599/grs.2021.1.3. In Russ.
16. Polyakova I.D., Danilina A.N. Hydrocarbon migration intensity in the Western Arctic offshore of Russia. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2013;(8):3. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2013.pdf (accessed 05.09.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/31_2013. In Russ.
17. Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Katagenez organicheskogo veshchestva mezozoiskikh i paleozoiskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri [Catagenesis of organic matter of West Siberian Mesozoic and Palaeozoic formations]. In: Litologicheskie i geokhimicheskie osnovy prognoza neftegazonosnosti : mat-ly Mezhdunarodnoi nauch.-prakt. konf. (Sankt-Peterburg, 30 June – 3 July 2008). Sain-Petersburg : VNIIGRI, 2008. pp. 68–77. In Russ.
18. Fomin A.N. Katagenez organicheskogo veshchestva i perspektivy neftegazonosnosti osadochnykh otlozhenii triasa Zapadno-Sibirskogo megabasseina [Catagenesis of organic matter and petroleum potential of Triassic sedimentary formations in West Siberian mega-basin]. *Gornye vedomosti*. 2011;(9):11–15. In Russ.
19. Dmitrievskii A.N., Shuster V.L., Punanova S.A. Doyurskii kompleks Zapadnoi Sibiri — novyi etazh neftegazonosnosti. Problemy poiska, razvedki i osvoeniya mestorozhdenii uglevodorodov [West Siberian pre-Jurassic sequence: new level of oil and gas occurrence Problems of hydrocarbon field exploration, prospecting, and development]. Saarbrücken : Lambert Academic Publishing, 2012. 144 p. In Russ.
20. Epov M.I., Shemin G.G. Quantitative forecast of oil-and-gas-bearing capacity of regional Jurassic sedimentary reservoirs in the north of West Siberia and in the Kara sea. *Geologiya nefiti i gaza*. 2017;(4):7–32. In Russ.
21. Kontorovich A.E., Livshits V.R. O veroyatnostnom raspredelenii uglevodorodov po masse v dispersno-rasseyannom sostoyanii [Probabilistic mass distribution of dispersed hydrocarbons]. *Doklady RAN*. 2007;415(4):514–517. In Russ.
22. Kontorovich A.E., Livshits V.R. New methods of assessment, structure, and development of oil and gas resources of mature petroleum provinces (Volga-Ural province). *Russian Geology and Geophysics*. 2017;(12):1453–1467. DOI: 10.15372/GiG20171201. In Russ.
23. Kontorovich V.A., Kontorovich A.E. Geological structure and petroleum potential of the Kara sea shelf. *Doklady RAN*. 2019;489(3):272–276. DOI: 10.31857/S0869-56524893272-276. In Russ.
24. Kontorovich V.A., Surikova E.S., Ayunova D.V., Guseva S.M. Seismic images of large gas accumulations in arctic regions of Western Siberia and off shore the Kara sea. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2018;36(4):41–48. DOI: 10.20403/2078-0575-2018-4-41-48. In Russ.
25. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Kazanenkov V.A. et al. The Bazhenov suite is the main reserve of unconventional oil in Russia. *Aktual'nye problemy nefiti i gaza*. 2014;10(2). Available at: http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.html (accessed 05.09.2023). In Russ.
26. Dmitrievskii A.N. Mastering of the unconventional hydrocarbon resources of Russia. *Aktual'nye problemy nefiti i gaza*. 2014;10(2). Available at: https://oilgasjournal.ru/vol_10/dmitrievsky.html (accessed 08.09.2023). In Russ.

27. Zou Caineng Tao, Shizhen Yuan, Xuanjun Zhu et al. Global importance of “continuous” petroleum reservoirs: Accumulation, distribution and evaluation. *Petroleum Exploration and Development*. 2009;36(6):669–682. DOI: 10.1016/S1876-3804(10)60001-8. In Russ.
28. Prishchepa O.M., Bazhenova T.K., Nikiforova V.S. et al. Refinement of geochemical features of the distribution of organic matter in the Domanik deposits of the Timan-Pechora oil and gas field. In: Uspekhi organicheskoi geokhimii: mat-ly 2-i Vserossiiskoi nauchnoi konferentsii (s uchastiem inostrannykh uchenykh) (Novosibirsk, 5–6 April 2022). Novosibirsk : IPTs NGU, 2022;212–215. DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-212-215. In Russ.
29. Varlamov A.I., Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Komar N.V., Shvets-Teneta-Gurii A.G. Vremennye metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov nefiti v domanikovykh produktivnykh otlozheniyakh [Temporary recommended practices for oil reserves assessment in productive Domanik formations]. *Nedropol'zovanie XXI vek*. 2017;(4):102–115. In Russ.
30. Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Rodyakin S.V., Sotnich I.S., Yan P.A. Geochemistry of the Bazhenov Formation bitumoids. *Geologiya nefiti i gaza*. 2018;(2):79–88. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-79-88. In Russ.
31. Kalmykov A.G., Karpov Yu.A., Topchii M.S. et al. The effect of catagenetic maturity on the formation of reservoirs with organic porosity in the Bazhenov formation and peculiarities of their extension. *Georesursy*. 2019;21(2):159–171. DOI: 10.18599/grs.2019.2.159-171. In Russ.
32. Abukova L.A., Yusupova I.F., Abramova O.P. Role of the organic matter of a shale layer in the formation of its permeability at the early catagenetic stage. *Solid Fuel Chemistry*. 2014;(2):92–27. DOI: 10.7868/S0023117714020029. In Russ.
33. Burshtein L.M., Kontorovich A.E., Kostyreva E.A. Model of porosity of rocks of the bazhenovskaya formation. *Interespo Geo Sibir'*. 2021;2(1):15–24. DOI: 10.33764/2618-981X-2021-2-1-15-24. In Russ.
34. Punanova S.A., Shuster V.L. A new approach to the prospects of the oil and gas bearing of deep-seated Jurassic deposits in the Western Siberia. *Georesursy*. 2018;2(20):67–80. DOI: 10.18599/grs.2018.2.67-80.
35. Punanova S. Oil source deposits in the Bazhenov formation of Western Siberia. In: 29th International Meeting on Organic Geochemistry (Gothenburg, 1–6 September, 2019). European Association of Geoscientists & Engineers, 2019. pp. 380–381. DOI:10.3997/2214-4609.201902805. In Russ.
36. Abarghan A., Gentzis T., Liu B., Khatibi S., Bubach B., Ostadhassan M. Preliminary Investigation of the Effects of Thermal Maturity on Redox-Sensitive Trace Metal Concentration in the Bakken Source Rock, North Dakota, USA. *ACS Omega*. 2020;5(13):7135–7148. DOI: 10.1021/acsomega.9b03467. In Russ.

Информация об авторах

Дмитриевский Анатолий Николаевич

Доктор геолого-минералогических наук,
научный руководитель
ФГБУН Институт проблем
нефти и газа РАН,
119333 Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: A.Dmitrievsky@ipng.ru
ORCID ID: 0000-0002-6894-3596

Пунанова Светлана Александровна

Доктор геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
ФГБУН Институт проблем
нефти и газа РАН,
119333 Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: punanova@mail.ru
ORCID ID: 0000-0003-2022-2906

Шустер Владимир Львович

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
ФГБУН Институт проблем
нефти и газа РАН,
119333 Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: tshuster@mail.ru
ORCID ID: 0000-0001-6809-0135

Information about authors

Anatoly N. Dmitrievsky

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Scientific supervisor
Oil and Gas Research Institute
Russian Academy of Sciences (OGRI RAS),
3, ul. Gubkina, Moscow, 119333, Russia
e-mail: A.Dmitrievsky@ipng.ru
ORCID ID: 0000-0002-6894-3596

Svetlana A. Punanova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher
Oil and Gas Research Institute
Russian Academy of Sciences (OGRI RAS),
3, ul. Gubkina, Moscow, 119333, Russia
e-mail: punanova@mail.ru
ORCID ID: 0000-0003-2022-2906

Vladimir L. Shuster

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Researcher
Oil and Gas Research Institute
Russian Academy of Sciences (OGRI RAS),
3, ul. Gubkina, Moscow, 119333, Russia
e-mail: tshuster@mail.ru
ORCID ID: 0000-0001-6809-0135