

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/49_2016

УДК 553.98.04.001.13

Григоренко Ю.Н.Акционерное общество «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (АО «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ КАК ОБЪЕКТ ИЗУЧЕНИЯ И ПРОГНОЗА

Предпринята попытка практической реализации теоретико-методических положений А.А. Трофимука, Ю.Н. Карогодина, Э.Б. Мовшовича и В.Д. Наливкина по нефтегеологическому районированию, а также содержанию понятия «зона нефтегазонакопления». По данным 33 хорошо освоенных нефтегазоносных бассейнов мира предложено композиционно выдержанное решение обособления зональных группировок углеводородов в плане и разрезе осадочных чехлов. Охарактеризованы некоторые общие районизирующие морфологические признаки доказанных зон нефтегазонакопления.

***Ключевые слова:** зона нефтегазонакопления, группа месторождений нефти и газа, нефтегеологическое районирование.*

Возникновение зональной структуры увосферы в осадочно-породных нефтегазоносных бассейнах видимо столь же неизбежно, как и само формирование углеводородов (УВ). Достаточно очевидна дискордантность этого процесса и диссипативное распределение формирующихся скоплений УВ [Наливкин 1974, 1981, 1985; Белонин, Григоренко, 1999]. Даже при небольшом объёме аккумулирующихся в макроскоплениях УВ (2-3%, редко 4-7% по А.Э. Конторовичу), неоднородная зональная структура их распределения и сами зоны концентрации нефти и газа являются неотъемлемой частью нефтяных бассейнов. Не случайно, ещё в 1953 г. И.М. Губкин указывал на обязательное присутствие в нефтегазоносных бассейнах (НГБ) двух главных природных составляющих: нефтесборных площадей и зональных группировок месторождений нефти и газа.

Современный период характеризуется многочисленными и разносторонними исследованиями зон нефтегазонакопления. Рассматриваются типы и морфология этих зон, виды ловушек, количественные, в том числе ресурсные показатели зональных объектов, их распределение в пространстве, фазовый состав скоплений, соотношения с тектоническими структурами разных порядков, с особенностями развития и составом чехлов, типами, а также нефтегазоносными комплексами НГБ, очагами возможной генерации нефти и газа и проч. Значительное внимание в связи с поисками зон нефтегазонакопления уделяется критериям прогноза.

Особый интерес представляют многочисленные определения нефтегазоносных зон, предложенные их авторами для передачи содержания, признаков и основных критериев

поиска зональных группировок месторождений.

В специальной статье, посвящённой трактовкам и содержанию термина «зона нефтегазонакопления», А.А. Трофимук, Ю.Н. Карогодиным и Э.Б. Мовшовичем указано на многозначность рассматриваемого термина, его несопоставимость и неопределённость, в том числе, при характеристиках локализации и пространственной организации зон, наконец, в композиционных решениях районирования [Трофимук, Карогодин, Мовшович, 1982].

По итогам обзора и анализа большинства существующих определений А.А. Трофимук с соавторами приходят к выводу об отсутствии унифицированных показателей (или как пишут авторы «правил») и признаков, обеспечивающих однозначное понимание и выделение зон.

Они заключают, что основное назначение группировок рассматриваемого ранга в их использовании для выяснения закономерностей размещения ловушек или скоплений нефти и газа [Трофимук, Карогодин, Мовшович, 1982]. Заметим, однако, что получение и любых других сведений по группировкам ловушек и тем более зон реального углеводородонакопления высоко оценивается многими исследователями, в том числе В.А. Клубовым, О.М. Мкртчян, В.А. Варовым, О.М. Махоньковым (1979) [Клубов и др., 1979].

Тем не менее, в развитии концепции районирования в уже названной работе А.А. Трофимука с соавторами (1982) подчёркивается, что корректный анализ систем размещения в НГБ ловушек или месторождений УВ может быть выполнен только на основании задания закона композиции (отношений; связей) районируемых элементов. При этом обязательным является реальность критериев районирования и возможность их однопланового понимания всеми создателями и пользователями системы.

Близкие положения применительно к районированию по фактической концентрации углеводородных скоплений были выдвинуты В.Д. Наливкиным. Одно из них – использование в качестве районизирующего признака меняющихся по площади расстояний между месторождениями или участками малых концентраций УВ, разделяющих максимумы [Наливкин, 1985, 1988]. В любом из предложенных подходов композиционное обеспечение латерального группирования объектов проводится через присутствующее в плане и визуально определяемое соотношение, а не путём произвольно выбранного, но реально не представленного критерия районирования.

Автором для зонального районирования на единой композиционной основе были использованы особенности дивергентного природного распределения месторождений или ловушек по латерали, выраженные следующими характеристиками. Расстоянием между соседними локальными объектами (месторождениями или ловушками), которое по многочисленным (массовым) измерениям не превышало 6-10 км; расстоянием между смежными группировками, считающимися их разграничением только при величинах более 10-

20 км [Григоренко, 2008]. Названные величины были выбраны при осреднении расстояний между многочисленными локальными объектами в составе 403 зональных группировок месторождений в 33 хорошо изученных НГБ России, США, Канады, Австралии, Бразилии, странах Юго-восточной Азии и в экваториальных регионах Мира. Именно такой подход составил основу композиционного решения, обеспечившего возможность районирования и сравнительного анализа разнообразных по строению и величине группировок – зон в НГБ регионов, а также последующее использование полученных данных в прогнозе [Григоренко и др., 2002].

Добавим также, что достаточно строгий подход к районированию зональных скоплений УВ распространялся и на их ограничение. Оно показывалось окаймляющей линией для каждой из зональных группировок месторождений или(и) ловушек по внешним точкам крайних локальных объектов этих скоплений и было подтверждено независимо выполненными математическими расчётами (рис. 1).

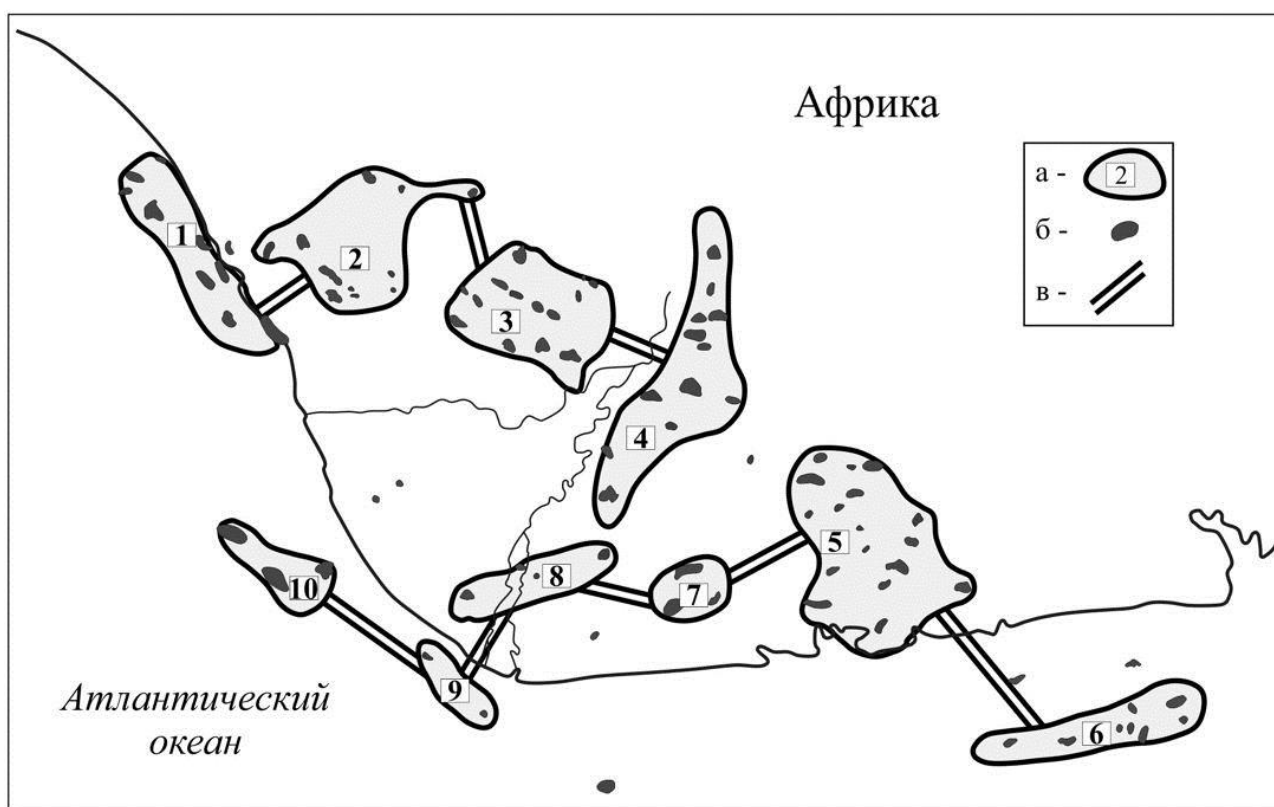


Рис. 1. Зоны и месторождения Нигерийского нефтегазоносного бассейна (Западная Африка)
а - зоны УВ, их границы и номера (1-10); б - месторождения; в - районизирующие расстояния между зонами.

С глубиной нефтяные и газовые залежи, а, следовательно, и их скопления – месторождения и зоны также распределяются дискретно. Наличие гипсометрических интервалов с повышенным или пониженным числом залежей, особенно в районах

нефтенакопления, неизбежно, что привносит соответствующие трудности в зональное районирование [Наливкин, 1981].

Вместе с тем известно, что подавляющее число залежей располагается обычно в проницаемых комплексах сразу же под региональной покрывкой, что естественно упрощает выбор превалирующего интервала развития зональных группировок. При этом возможна простая и более уверенная схема определения такого интервала. Она основана на распределении по разрезам скважин и тем самым по НГК извлекаемых запасов или кумулятивной добычи УВ (рис. 2). Эти данные позволяют выделить в разрезах НГБ практически все уровни (интервалы) присутствия УВ и таким образом определить наиболее вероятный (доказанный или ожидаемый) интервал максимального развития углеводородных скоплений. Незначительные по запасам залежи в выше- или нижележащих интервалах могут быть временно пропущены или включены в соседние по латерали зональные группировки, близкие по стратиграфическому положению в разрезе (см. рис. 2).

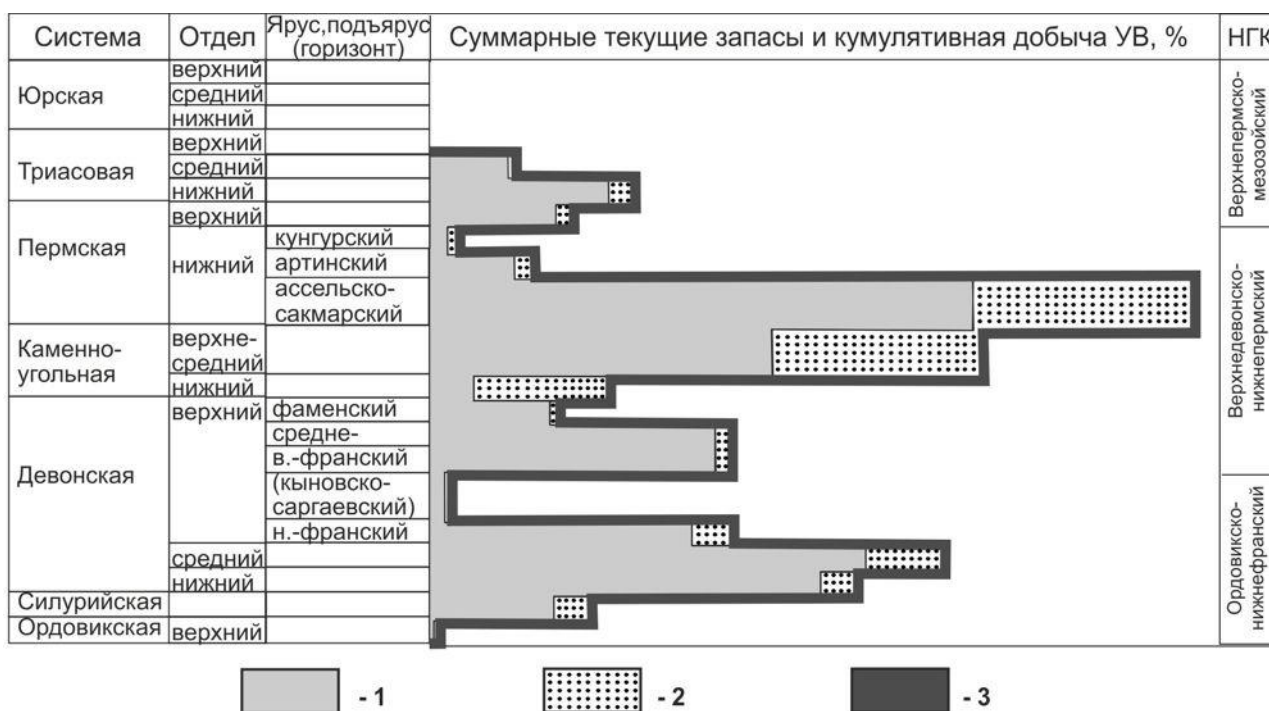


Рис. 2. Нефтегазогеологическое расчленение осадочного чехла Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по данным о запасах и кумулятивной добыче углеводородов
Суммарные текущие запасы и кумулятивная добыча: 1 - нефти; 2 - газа и конденсата; 3 – УВ.

Необходимо подчеркнуть, что выделение фактических и особенно прогнозируемых нефтегазовых скоплений рассматриваемого ранга – это несомненно лишь первоначальная стадия прогноза. Крайне важным, определяющим необходимую полноту оценки всей системы дискретных группировок, является фазовый прогноз составляющих скоплений.

В предельно кратком, фрагментарном изложении его основой является выявление

источников нефти и газа и соответствующих очагов (палеочагов) генерации УВ, а также их сопряжённости с зонами предполагаемого углеводородонакопления. В качестве оптимального выделяется биомаркерно-палеогеографический подход, который в сочетании с изотопно-молекулярными данными позволяет обосновать в разрезах НГБ нефтегазоматеринские свиты, наметить очаги генерации и этажи нефтегазоносности, а также масштабы и виды миграции УВ [Григоренко др., 2002]. Обобщение данных Rock Eval и катагенеза позволяет рассмотреть фазово-генетические модели реализации углеводородного потенциала каждого из четырёх типов материнских отложений в «нефтяном окне» – от доманиковых до угленосных комплексов.

Далее, согласно разработкам С.Г. Неручева и Е.А. Рогозиной (1986), с известной долей условности может быть оценена газонасыщенность первичных формирующихся УВ. Изучение источников газа рекомендуется осуществлять не по термальным, а по биотермальным генерационным моделям [Shoell, 1983].

Прогноз фазового состояния отдельных месторождений и их зональных группировок завершают формализованная оценка соотношений нефть/газ/конденсат и анализ их пространственного распределения.

После определения пространственного размещения, границ и вероятного фазового состава искомым объектов следуют стадии их качественной, а затем и количественной оценок перспектив нефтегазоносности. По-видимому, сравнительно геологическими методами на основании сопоставления с уже известными скоплениями подобного масштаба такие оценки могут быть проведены только при внутрибассейновых аналогиях. В большинстве случаев возможность и необходимая полнота оценок, особенно на этапе качественного анализа, достигаются на основе изучения факторных зависимостей, моделирования и зональных нефтегеологических и статистических данных по внешним эталонам в уже освоенных НГБ. Разумеется, на протяжении всего периода ресурсных оценок обязательным является уточнение геологического строения объектов прогноза.

Представляют определённый интерес некоторые морфологические числовые показатели группировок месторождений, полученные при едином, по существу, простейшем подходе к районированию и сравнительному обобщению данных.

В 33 изученных НГБ представлено 403 зональных группировки доказанных месторождений, что позволяет заключить об их среднем числе – двенадцати скоплениях в бассейне. Реальное число группировок в изученных бассейнах варьирует от 4 (бассейны Жанны д'Арк, Залива Кука, Таранаки и др.) до 37 (суббассейн Хьюстон в НГБ Галф-Кост); они занимают до 40-45 %, в среднем 10-12 % площади бассейнов.

Размеры зональных объектов в плане являются крайне важной характеристикой

нефтегазонакопления. В НГБ активных или, по крайней мере, островодужных окраин площади и ресурсы зон нефтегазонакопления оказываются достаточно тесно связанными между собой (рис. 3).

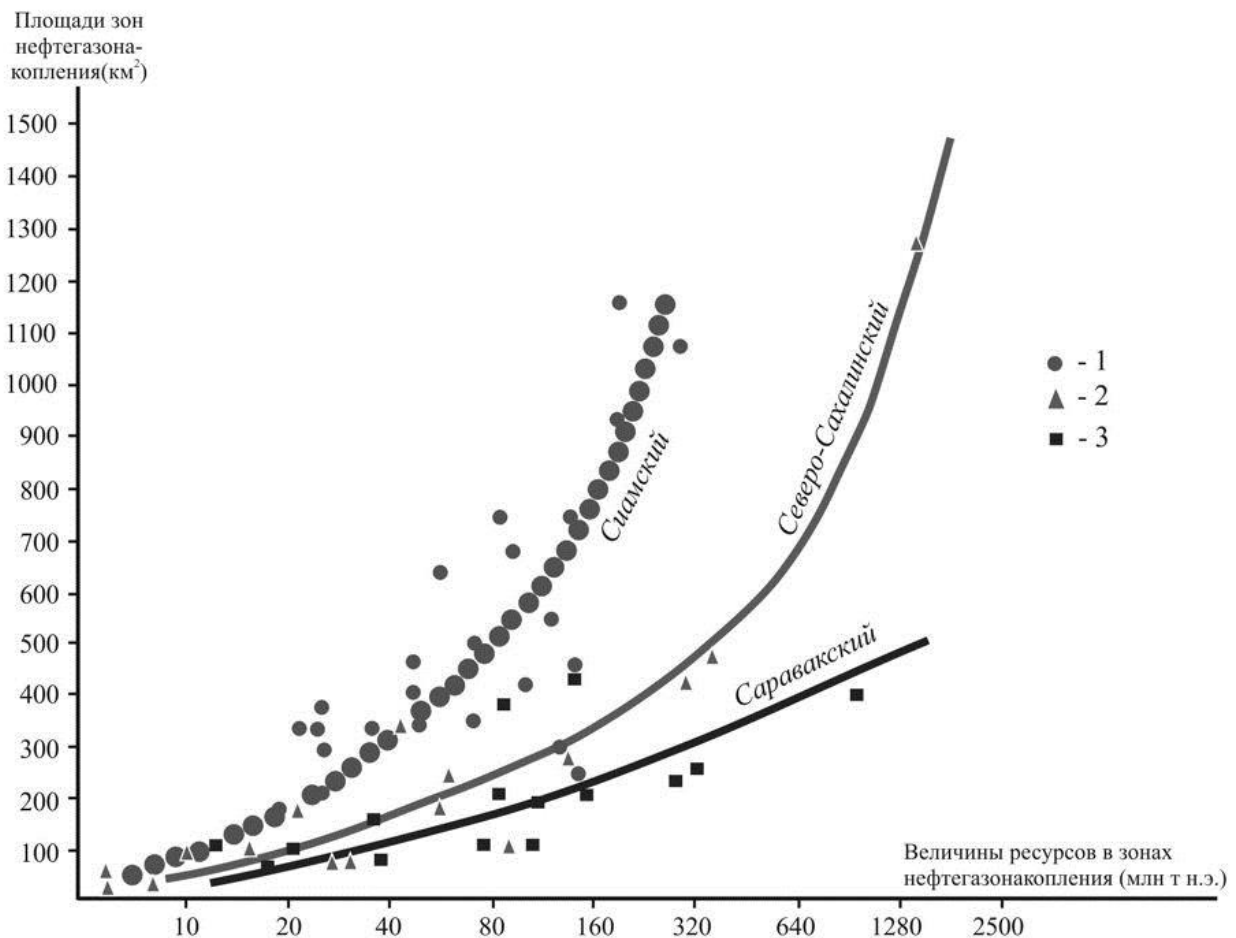


Рис. 3. Соотношение площади и ресурсов в зонах доказанного нефтегазонакопления
 Зоны нефтегазонакопления: 1 - Сиаковского НГБ, 2 - Северо-Сахалинского НГБ, 3 - Саравакского НГБ.

Площади наиболее часто встречающихся зон на тихоокеанских окраинах – 120-180 км², в НГБ атлантических окраин в полтора раза больше – 150-300 км². Самые крупные по площади зоны – свыше 1000 км² вплоть до 5800 км² (зона Хасси Р’Мель в Алжиро-Ливийской НГП) – или, напротив, малые зоны, такие как Пласерита и Северная Тапо в НГБ Вентура-Санта-Барабара – менее 20 км² встречаются значительно реже, составляя менее 13% общего количества изученных объектов. Следовало ожидать, что размеры зон в НГБ с концентрированным распределением объектов нефтегазонакопления должны быть больше. Действительно, площади зон нефтегазонакопления в концентрированных ареалах составляют в среднем 605 км², тогда как средняя величина многочисленных зон в НГБ с рассеянным нефтегазонакоплением всего 460 км².

Зоны нефтегазонакопления резко различны по количеству объединяемых ими

месторождений (от 2 до 60), однако подавляющее число зон (85%) содержат менее 10 месторождений. При этом количество локальных объектов в группировках на атлантических континентальных окраинах обычно несколько выше, чем на активных.

Одним из наиболее интересных показателей зонального нефтегазонакопления является этаж нефтегазоносности. В достаточно изученных НГБ этот картируемый интервал разреза, в котором сконцентрированы все залежи УВ зоны, предельно чётко обозначает её границы в разрезе и в плане и одновременно позволяет полнее охарактеризовывать ведущие факторы нефтегазонакопления. Именно так обстоит дело, например, в Нигерийском НГБ, где детально закартированные Е. Аyoola (1983) изменения этажа нефтегазоносности подтверждают установленные по морфологическим и ресурсным характеристикам границы зон [Аyoola, 1983].

Характер изменения этажей нефтегазоносности контролируется также особенностями формирования и фазовым составом углеводородной части зон. Так, образование раннекатагенетического газа в НГБ залива Кука и его накопление в верхних горизонтах чехла увеличили этаж нефтегазоносности в отдельных месторождениях и зонах на 1500 м и более.

Колебания глубин залежей в зональных группировках подчеркивают разницу между рассеянной и концентрированной формами их распределения. Наиболее интересным и отвечающим содержанию различных форм распределения зональных скоплений является диапазон изменения глубин самых верхних залежей в зонах. Статистический материал подтверждает этот тезис. Диапазон колебания глубин верхней залежи в зонах в первом случае составляет в среднем 2403 м, тогда как при концентрированной форме он сокращается почти в два раза, в среднем до 1250 м.

Следовательно, в дополнение к выводам А. Перродона (1991) и, прежде всего, применительно к объектам зонального ранга, можно заключить, что формы скоплений УВ в разрезе и плане взаимосвязаны. Отсюда рассеянное и концентрированное распределение зон нефтегазонакопления в НГБ следует понимать, как распределение в объёмном пространстве [Перродон, 1991].

Одновременно, следует подчеркнуть, что зональные объекты НГБ отличаются максимальными пределами колебаний величин всех их важнейших параметров. Так, максимальное количество группирующихся в зону месторождений в 10-11 раз превышает их минимальное число. Площади группировок различаются в 350 раз и т. п.

В иерархической последовательности «провинция-бассейн-зона-месторождение» зональные и локальные элементы отличаются, таким образом, наибольшими колебаниями их важнейших признаков.

Изложенный материал однозначно указывает на важность морфологических и

пространственных данных по локальным (залежи и месторождения) и зональным скоплениям УВ, причём не только для нефтегеологического районирования, но и в прогнозных целях. Так относительно недавно проведенными исследованиями была подтверждена их роль и значение в изучении НГБ континентальных окраин, разделяющих континенты и океаны Земли [Григоренко и др., 2002].

Литература

Белонин М.Д., Григоренко Ю.Н. Зональное нефтегазонакопление как показатель нелинейности и самоорганизации нефтегазогеологических процессов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. – М., 1999. – С. 39-40.

Григоренко Ю.Н. Методические аспекты количественной ресурсной оценки морских объектов детального прогноза // Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов. Актуальные проблемы подготовки и освоения углеводородной сырьевой базы: сб. статей. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – С. 311-318.

Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Белонин М.Д., Соболев В.С., Андиева Т.А., Андреева Н.А., Гуревич Г.С., Жукова Л.И., Метлина Т.А. Зоны нефтегазонакопления окраин континентов // Под ред. Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинка. – М.: Геоинформцентр, 2002. – 432 с.

Клубов В.А., Мкртчян О.М., Варов Б.А., Махоньков О.М. Факторы формирования, размещения и критерии поисков месторождений и зон нефтегазонакопления // Критерии поисков зон нефтегазонакопления. – М.: Наука, 1979. – С. 58-64.

Наливкин В.Д. Особенности размещения выявленных областей нефтегазонакопления // Теоретические и методологические вопросы геологии нефти и газа. – Новосибирск: Наука, 1981. – С. 27-35.

Наливкин В.Д. Районирование по фактической концентрации месторождений нефти и газа // Советская геология. - 1974. - №8. – С. 28-42.

Наливкин В.Д., Кузьмин В.И., Лукьянова В.Г. Дискретность в системе прогноза нефтегазоносности // Системный подход при прогнозировании, поисках и разведке скоплений нефти и газа. – М., 1985. – С. 37-42.

Наливкин В.Д., Кузьмин В.И., Лукьянова В.Г. К исследованию закономерностей проявления дискретности в свойствах природных систем // Теоретические и методологические вопросы седиментационной цикличности и нефтегазоносности. – Новосибирск: Наука, 1988. – С.13-19.

Перродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1991. – 359 с.

Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н., Мовшович Э.Б. Проблемы совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа на примере понятия «зона нефтегазонакопления» // Геология и геофизика. – 1982. – №5. – С.5-11.

Ayoola E. Hydrocarbon distribution pattern and deep prospects in the Niger delta // Journal of African Earth Sciences. – 1983. – V.1. – №2. – P.145–152. DOI: [https://doi.org/10.1016/0899-5362\(83\)90006-4](https://doi.org/10.1016/0899-5362(83)90006-4)

Shoell M. Genetic Characterization of Natural Gases // AAPG Bulletin. – 1983. – V.67. – №12. – P.2225-2239.

Grigorenko Yu.N.

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

OIL AND GAS ACCUMULATION ZONE AS AN OBJECT OF STUDY AND FORECAST

An attempt to implement theoretical and methodical views of A.A. Trofimuk, Yu.N. Karogodin, E.B. Movshovich and V.D. Nalivkin on the oil geological zonation and the term "oil and gas accumulation zone" was made. A sustained solution to isolate zonal hydrocarbon groups in plan and in section of the sedimentary cover is suggested according to the thirty-three well studied from several oil and gas basins of the world. Some general zonal morphological features of proven oil and gas accumulation zones are characterized.

Keywords: oil and gas accumulation zone, group of oil and gas fields, oil geological zonation.

References

Ayoola E. Hydrocarbon distribution pattern and deep prospects in the Niger delta. *Journal of African Earth Sciences*, 1983, vol. 1, no. 2, p. 145–152. DOI: [https://doi.org/10.1016/0899-5362\(83\)90006-4](https://doi.org/10.1016/0899-5362(83)90006-4)

Belonin M.D., Grigorenko Yu.N. *Zonal'noe neftegazonakoplenie kak pokazatel' nelineynosti i samoorganizatsii neftegazogeologicheskikh protsessov* [Zonal oil and gas accumulation as an indicator of nonlinearity and self-organization of petroleum processes]. In: *New ideas in geology and geochemistry of oil and gas*, Moscow, 1999, p. 39-40.

Grigorenko Yu.N. *Metodicheskie aspekty kolichestvennoy resursnoy otsenki morskikh ob'ektov detal'nogo prognoza* [Methodical aspects of quantitative resource assessment of marine objects of detailed forecast]. In: *Theory and practice of geological and economic evaluation of oil and gas facilities of different scales. Actual problems of preparation and development of hydrocarbon resources base: Paper collection*. St. Petersburg: VNIGRI, 2008, p. 311-318.

Grigorenko Yu.N., Mirchink I.M., Belonin M.D., Sobolev V.S., Andieva T.A., Andreeva N.A., Gurevich G.S., Zhukova L.I., Metlina T.A. *Zony neftegazonakopleniya okrain kontinentov* [Oil and gas accumulation related to zones of continental margins]. Ed. Yu.N. Grigorenko, I.M. Mirchink. Moscow: Geoinformtsentr, 2002, 432 p.

Klubov V.A., Mkrchan O.M., Varov B.A., Makhon'kov O.M. *Faktory formirovaniya, razmeshcheniya i kriterii poiskov mestorozhdeniy i zon neftegazonakopleniya* [Factors of formation, distribution and search criteria of fields and oil and gas accumulations]. In: *Search criteria of oil and gas accumulation areas*. Moscow: Nauka, 1979, p. 58-64.

Nalivkin V.D. *Osobennosti razmeshcheniya vyyavlennykh oblastey neftegazonakopleniya* [Features of distribution of identified oil and gas fields]. In: *Theoretical and methodological issues of oil and gas geology*. Novosibirsk: Nauka, 1981, p. 27-35.

Nalivkin V.D. *Rayonirovanie po fakticheskoy kontsentratsii mestorozhdeniy nefi i gaza* [Zonation on the actual concentration of oil and gas fields]. *Sovetskaya geologiya*, 1974, no. 8, p. 28-42.

Nalivkin V.D., Kuz'min V.I., Luk'yanova V.G. *Diskretnost' v sisteme prognoza neftegazonosnosti* [Discontinuity in the system of petroleum potential forecast]. In: *System approach in forecasting, prospecting and exploration of oil and gas accumulations*. Moscow, 1985, p. 37-42.

Nalivkin V.D., Kuz'min V.I., Luk'yanova V.G. *K issledovaniyu zakonomernostey proyavleniya diskretnosti v svoystvakh prirodnykh sistem* [Contributions to the study of the laws of discontinuity manifestation in the natural systems properties]. In: *Theoretical and methodological issues sedimentation cyclicity and oil and gas*. Novosibirsk: Nauka, 1988, p.13-19.

Perrodon A. *Formirovanie i razmeshchenie mestorozhdeniy nefi i gaza* [Formation and distribution of oil and gas fields]. Moscow: Nedra, 1991, 359 p.

Shoell M. Genetic Characterization of Natural Gases. *AAPG Bulletin*, 1983, vol. 67, no. 12, p. 2225-2239.

Trofimuk A.A., Karogodin Yu.N., Movshovich E.B. *Problemy sovershenstvovaniya ponyatiynoy bazy geologii nefiti i gaza na primere ponyatiya «zona neftegazonakopleniya»* [Problems of improving the conceptual framework of oil and gas geology on the example of the concept "oil and gas accumulation zone"]. *Geologiya i geofizika*, 1982, no. 5, p. 5-11.

© Григоренко Ю.Н., 2016