

мени геолого-геофизическими данными. В России же в проекте ГРП предусматриваются виды и объемы работ, а также последовательность их реализации на весь период поисковых работ.

На территории России поисковые работы на уран на тип «несогласия» осуществлялись и осуществляются эпизодически. Поиски таких месторождений в настоящее время предваряются детальными прогнозными исследованиями с выделением площадей, разработкой геолого-поисковой модели, а также апробацией и внедрением эффективных методов. Решением этих задач активно занимаются отраслевые НИИ, подведомственные Роснедра, при поддержке академических институтов и производственных организаций. В то же время, некоторые методические подходы, используемые при отечественной организации ГРП, противоположны подходам, используемым при организации поисковых работ во впадине Атабаска, и оказывают негативное влияние на результаты поисков.

Решить вышеперечисленные, преимущественно организационные проблемы возможно было бы путем привлечения к поискам урана юниорных компаний, но, к сожалению, сложное и противоречивое российское законодательство в сфере ГРП, добычи и переработки урана, приумноженное на низкие цены на этот металл, отпугивает юниоров. В этой связи оптимальный вариант решения проблем поисков скрытых месторождений урана, а также других видов ТПИ, обусловлен введением в стадийность ГРП новой стадии опережающих поисков или прогнозно-минерагенических работ на площадях ранга рудного узла — рудного района. Причем эти ГРП всегда должны предваряться камеральными прогнозными исследованиями, ревидионными и опытно-методическими работами. Последние необходимо проводить хотя бы на типовых скрытых рудопроявлениях и малых месторождениях. Сами прогнозно-минерагенические работы должны осуществляться в течение 4–5 лет с привлечением значительного объема опережающих аэрогеофизических исследований масштаба 1:10 000 с последующим проведением на выделенных локальных участках небольших объемов наземных геолого-геофизических работ и заверочного бурения. Планирование ГРП должно быть гибким, с возможностью оперативного корректирования видов и объемов работ, направления сетей и шага исследования. Открытие месторождений типа «несогласия», в связи с их скрытым характером и малыми размерами, — весьма сложная задача, которая требует не только профессионального подхода и высокой организации, но и невозможна без таких человеческих качеств, как упорство и вера в конечный результат.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Alexandre, P.* Formation and Evolution of the Centennial Unconformity-Related Uranium Deposit in the South-Central Athabasca Basin, Canada / P. Alexandre // *Economic Geology*. — 2012. — Vol. 107. — pp. 385–400
2. *Carlson, W.R.* Heavy Minerals in Soils from the Athabasca Basin and the Implications for Exploration Geochemistry of Uranium Deposits at Depth / W.R. Carlson // Queen's University, Kingston, Ontario, Canada, 2016.

3. *Cloutier, J.* The Millennium Uranium Deposit, Athabasca Basin, Saskatchewan, Canada / J. Cloutier et al.: An Atypical Basement-Hosted Unconformity-Related Uranium Deposit *Economic Geology*. — 2009. — V. 104. — pp. 815–840.
4. *DeDecker, J.* Alteration and Mineral Paragenesis of the McArthur River and Fox Lake Uranium Deposits, Athabasca Basin / J. DeDecker: A New Model for the Formation of Unconformity-Related Uranium Deposits, 2019.
5. *Geological Classification of Uranium Deposits and Description of Selected Examples. Clay-bound: The Tamarack deposit (Canada).* IAEA-TECDOC-1842. IAEA, Vienna, 2018. — pp. 227–231.
6. *Jefferson, C.* Empirical Models for Canadian Unconformity-Association Uranium Deposit / C. Jefferson, D. Thomas, D. Quirt // Fifth Decennial International Conference of Mineral Exploration, 2007.
7. *Kyle, R.* Regional Setting and General Characteristics of the Centennial Unconformity-related Uranium Deposit, Athabasca Basin, Saskatchewan / R. Kyle et al. // *GeoCanada 2010 — Working with the Earth*.
8. *Kyle, R.* Regional Setting, Geology, and Paragenesis of the Centennial Unconformity-Related Uranium Deposit, Athabasca Basin, Saskatchewan, Canada / R. Kyle et al. // *Economic Geology*. — 2013. — Vol. 109. — pp. 539–566.
9. *Michael James Power, B.Sc. (Hons).* Geochemical surface expression of the Phoenix and Millennium uranium deposits, Athabasca Basin, Saskatchewan, Ottawa, Canada, 2014.
10. *Powell, B.* Advances in Geophysical Exploration for Uranium Deposits in the Athabasca Basin. Ore Deposits and Exploration Technology. Proceedings of Exploration 07: / B. Powell et al. // Fifth Decennial International Conference on Mineral Exploration. Edited by B. Milkereit, 2007. — p. 771–790.
11. *Roy et al.* Millennium deposit — basement-hosted derivative of the unconformity uranium model. Uranium production and raw materials for the nuclear fuel cycle — Supply and demand, economics, the environment and energy security / Roy et al. // Proceedings of an international symposium, Vienna, 20–24 June 2005. IAEA-CN-128, pp. 111–121.
12. *Surface Geochemical Study over the Centennial Uranium Deposit.* Uravan Minerals Inc. (Uravan), 2013
13. *Zenghtia, Li.* Synchronous egress and ingress fluid flow related to compressional reactivation of basement faults: the Phoenix and Gryphon uranium deposits, southeastern Athabasca Basin, Saskatchewan, Canada. Mineralium Deposita / Li. Zenghtia et al. // *International Journal of Geology, Mineralogy, and Geochemistry of Mineral Deposits*. — V. 53. — N. 2. — 2018.
14. *Intelligence Uranium.* How Saskatchewan remade uranium mining. Basov V, 016. Интернет-ресурсы. <https://www.mining.com//Energy>
15. *World Distribution of uranium deposits.* Интернет-ресурсы. <https://www.iaea.org/ru/newscenter/news/magate-publikuet-inalnuyu-kartu-mirovyh-zapasov-urana>.

© Коллектив авторов, 2021

Гребенкин Николай Анатольевич // grebenkin@vims-geo.ru
Рогожина Марина Алексеевна // rogojina@vims-geo.ru
Ржевская Анна Кирилловна // rzhevskaya@vims-geo.ru
Чистякова Ирина Евгеньевна // chistyakova@vims-geo.ru

УДК 553.982.2

Доценко В.В. (ГКНУ «АН ЧР»), Бачаева Т.Х. (ФГБУН «КНИИ им. Х.И. Ибрагимова РАН»)

ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЗЕМНОЙ КОРЕ

В статье рассмотрены основные этапы развития нефтегазовой геологии, ее достижения и некоторые проблемы. Приведены общие закономерности размещения локальных, глобальных и региональных скоплений нефти и

газа, а также особенности формирования уникальных и крупных месторождений нефти и газа. **Ключевые слова:** месторождение, залежь, нефтегазообразование, нефтегазоаккумуляция, факторы катагенеза.

Dotsenko V.V. (Academy of Sciences of the Chechen Republic),
Bachayeva T.K. (Complex Research Institute named after N.I.
Ibragimov Russian Academy of Sciences)

BASIC REGULATIONS OF ACCOMPLISHMENT OF CLUSTERS OIL AND GAS IN THE EARTHQUAKE

*The article discusses the main stages in the development of oil and gas geology, its achievements and some problems. The general patterns of local, global and regional accumulations of oil and gas are given, as well as the features of the formation of unique and large oil and gas fields. **Keywords:** field, reservoir, oil and gas formation, oil and gas accumulation, catagenesis factors.*

Становление геологии нефти и газа как науки было связано с обобщением результатов изучения строения, размещения и формирования залежей нефти, а затем и газа в земной коре (использование природного горючего газа в промышленных и бытовых целях началось только в XX в.). На начальном этапе развития нефтяной промышленности скважины бурились у поверхностных нефтепроявлений или уже у пробуренных продуктивных скважин. При этом они закладывались бессистемно и без учета геологических условий. В США такие скважины называли «дикими кошками» (Дж. Хант, 1982). Вскоре появились первые «сухие» или непродуктивные скважины, поэтому возникла потребность обобщения результатов бурения и анализа размещения уже выявленных залежей нефти. В начале XX в. геологи-нефтяники стали широко применять методы стратиграфии, литологии, структурной геологии, исторической геологии, гидрогеологии, а затем геохимии, геофизики и других наук.

Таким образом, геология нефти и газа является относительно молодой, но постоянно развивающейся наукой, которая призвана решать сложные задачи, связанные с широким фронтом геологоразведочных работ (ГРП). Эти работы ведутся в сложных горно-геологических условиях часто на больших глубинах. При этом появляются новые обширные фактические материалы. Для их обработки, анализа и систематизации все шире привлекаются современные методы различных наук. Результаты изучения этих материалов побуждают создавать новые методы оценки перспектив нефтегазоносности различных регионов и оценки ресурсов нефти и газа, определять новые направления ГРП и методы их ведения. На основе современных данных в рамках органической и неорганической концепций происхождения нефти и газа появляются новые модели нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции или даже происходит их синтез.

Датой появления нефтяной промышленности в России принято считать 1864 г., когда под руководст-

вом предпринимателя А.Н. Новосильцева на орогенном борту Западно-Кубанского краевого прогиба в долине р. Кудак была пробурена первая продуктивная нефтяная скважина глубиной 198 м. Ее бурение осуществлялось ударным способом с механическим приводом бурового станка. Этот способ позволил строить скважины в 25–30 раз быстрее по сравнению с ручным способом.

В США началом нефтяной промышленности считается 1859 г., когда был получен приток нефти из скважины глубиной 20 м, пробуренной Э. Дрейком в местности Ойлкрик в предгорьях Аппалачей. Затем началось бурение нефтяных скважин в Канаде, Германии, Румынии и Италии. В результате в 1900 г. добыча нефти в мире составила 19,9 млн т. При этом почти 12 млн т было добыто в России в основном в районах городов Баку и Грозный.

В настоящее время нефть и газ добывают в интервале глубин от 200 до 8000 м на пяти континентах в самых разных ландшафтных и горно-геологических условиях, а также в акваториях с толщиной вод до 4000 м. Это территории шельфов, континентальных склонов и подножий. В 2009 г. в Мексиканском заливе пробурена продуктивная нефтяная скважина «Тибр» глубиной 10685 м, из которых 1200 м приходится на толщину воды. Эффективность ГРП на нефть и газ определяется величиной прироста извлекаемых запасов на один метр проходки скважины. При этом стоимость бурения одного метра скважин, особенно на акваториях, достигает нескольких сотен тысяч рублей. Такие затраты требуют использования наиболее рационального комплекса методов ведения ГРП, причем на наиболее перспективных территориях (акваториях). Поэтому изучение закономерностей размещения скоплений нефти и газа является одной из основных теоретических и практических проблем нефтегазовой геологии и, в частности, нефтегазогеологического районирования, начиная со времени становления нефтегазовой геологии.

В 1847 г. Г.В. Абих высказал предположение о связи нефти с разломами. В 1877 г. на эту связь указал и Д.И. Менделеев при обосновании своей карбидной гипотезы и изучения месторождений нефти, сформировавшихся вдоль подножия Большого Кавказа и Аппалачей. В это же время он указал на «положение нефтяных месторождений близ горных кряжей». В 1983 г. к подобному выводу пришел Л. де Лоне, анализируя глобальные закономерности распределения нефтегазоносности. В 1932 г. И.М. Губкин назвал этот вывод законом распределения нефтяных месторождений. В 1937 г. П.И. Степанов наметил глобальные пояса и узлы угленакопления, что побудило И.О. Брода (1961, 1964) к выявлению таких же поясов и узлов нефтенакопления. В дальнейшем идея И.О. Брода о поясах нефтенакопления была поддержана и развита Н.И. Марковским (1973) и В.Е. Хаиным (1970, 1985) [12]. Учитывая положение развивающейся теории тектоники плит В.Е. Хаин [11], В.Е. Хаин и Б.А. Соколов [13] показали, что главными областями нефтегазо-

образования являются современные и древние окраины континентов. В это же время М.К. Калинин [3], оставаясь в тектонике на геосинклинально-платформенной позиции, показал, что системы нефтегазоносных провинций (НГП) образуют кольца вокруг щитов древних платформ. Двадцатилетний опыт изучения и анализа размещения локальных, региональных и глобальных скоплений нефти и газа с позиций тектоники плит изложен в 2009 г. А.А. Абиловым.

Основными объектами ГРП и разработки являются локальные скопления — залежи и месторождения. На начальном этапе развития нефтяной промышленности, во второй половине XIX в., Г.В. Абилом и Г.А. Романовским в России, а затем В. Логаном, А. Уайтом в Северной Америке была установлена связь залежей нефти с антиклинальными структурами и на этом основании сформулирована антиклинальная теория залегания нефти. Однако практика показала, что залежи могут быть связаны с ловушками других типов. В 1911 г. И.М. Губкиным на Хадьженской моноклинали Западно-Кубанского краевого прогиба были открыты «рукавообразные» литологически экранированные залежи высоковязкой нефти. Позже здесь было выявлено 63 аналогичных нефтяных и газонефтяных залежей, объединенных в 19 месторождений, которые приурочены к русловым и дельтовым песчано-алевролитовым отложениям палеорек, выклинивающимся вверх по восставанию в глинах майкопской серии.

В начале 1920-х годов в США, в штатах Оклахома и Канзас, были установлены литологически ограниченные залежи в песчаном аллювии древних рек, которые были названы шнурковыми. В этих же штатах впервые были обнаружены залежи барового типа, протягивающиеся на расстояние до 70–80 км вдоль древней береговой линии, ловушки которых образовались в результате седиментационных процессов.

Изучение вопросов миграции нефти и газа и формирования их залежей позволило установить, что в ловушках разных типов газ, нефть и вода распределяются в соответствии с принципом гравитационной дифференциации в природных резервуарах и антиклинальная теория переросла в структурно-гравитационную теорию распределения месторождений, которая преобладала вплоть до середины XX в. В это время усилился рост ГРП на нефть и газ, и началось интенсивное развитие геологии нефти и газа. В связи с этим в 1973 г. было проведено крупное Всесоюзное совещание по рассмотрению принципов нефтегазогеологического районирования, поскольку среди задач районирования выделяются проблемы выявления закономерностей формирования и размещения месторождений и обоснования наиболее оптимальных направлений ГРП.

С развитием геологии нефти и газа в ней появился ряд общих положений:

— нефтегазоносностью обладают территории, испытывавшие длительное и устойчивое прогибание и накопившие крупные массы осадочных пород;

— залежи нефти и газа могут находиться в магматических и метаморфических породах фундамента, но только в пределах осадочных бассейнов;

— размещение залежей нефти и газа в природных резервуарах регулируется гравитационной дифференциацией в гидродинамической системе недр;

— образование и размещение залежей углеводородов (УВ) разного состава и фазового состояния подчиняется вертикальной термобарической зональности;

— месторождения нефти и газа связаны с областями активного сейсмопроявления и повышенной новейшей тектонической активностью;

— нефть и газ в процессе нефтегазообразования и нефтегазонакопления в ОБ и их ассоциациях образуют в недрах разномасштабные системы скоплений (локальные — залежь, месторождение; региональные — нефтегазоносные зоны, районы, области, провинции или бассейны; глобальные — нефтегазоносные пояса, узлы и ареалы нефтегазонакопления). При использовании генетического принципа районирования нефтегазоносные области объединяются в нефтегазоносные бассейны (НГБ), а при использовании тектонического принципа — в нефтегазоносные провинции (НГП).

Первые опыты нефтегазогеологического районирования были предприняты в нашей стране и за рубежом в конце XIX—начале XX в. (Г. Абих, Л. Мразек, Г. Романовский и др.). Они сводились к оконтуриванию территорий с поверхностными проявлениями нефти, газа, залежами природных асфальтовых битумов и грязевыми вулканами. В начале XX в. Л. де Лонэ (1913), К.И. Богданович (1921) указали на связь скоплений нефти и газа с крупными структурными элементами (окраинами древних платформ, областями молодой складчатости и др.), а также стратиграфическими подразделениями осадочных пород палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. Позже были выявлены закономерности размещения месторождений нефти и газа по интервалам глубин и литолого-стратиграфическим комплексам.

Затем Э. Вудроф (1919), Ч. Шухерт (1919), Э. Лиллей (1923) выделили на территории США нефтегазоносные провинции НГП. В 1945 г. К.П. Калицким был применен термин «нефтегазоносный бассейн». Первые определения этого понятия как крупной впадины в земной коре, выполненной осадочными породами, заключающими залежи нефти и газа, были даны В.В. Вебером (1947), В.Е. Хаиным (1951), И.О. Бродом и Н.А. Еременко (1953). Независимо друг от друга И.О. Брод, Н.А. Еременко (1953) и И.В. Высоцкий, В.Е. Хаин (1954) предложили использовать понятие «НГБ» как единицу нефтегазогеологического районирования.

Связь нефтегазоносности с осадочными бассейнами (ОБ). В настоящее время в современной структуре земной коры выделяются 516 ОБ разных геотектонических типов [4]. Из них 230 (44,6 %) являются нефтегазоносными бассейнами. Исходя из закономерной связи месторождений нефти и газа с ОБ, неразведен-

ные бассейны относятся к категории потенциально или, возможно, нефтегазоносных. Площадь и масштабы нефтегазоносности выявленных НГБ различные. Например, площадь Месопотамского НГБ (НГБ Персидского залива) — 4,853 млн км², Лено-Тунгусского НГБ — 2,6 млн км², Западно-Сибирского НГБ — 2,5 млн км², Баренцево-Северо-Карского НГБ — 2,4 млн км², Мексиканского залива — 2,08 млн км², Кванза-Камерунского НГБ — 1,008 млн км². В это же время площадь НГБ Фанг в Юго-Восточной Азии равна всего 2,0 тыс. км², а площадь НГБ Пайн-Валли и Рейлрод-Валли в Северной Америке равна 5,0 и 7,0 тыс. км² соответственно [4]. Согласно тектоническому принципу районирования, мелкие НГБ соответствуют самостоятельным нефтегазоносным областям или районам.

Закономерная связь месторождений нефти и газа с ОБ признается сторонниками как органического, так и неорганического происхождения нефти и газа. Известно два закона нефтегазонакопления, которые открыты яркими представителями этих концепций. Согласно закону И.О. Брода нефтегазообразование и нефтегазонакопление связано с ОБ, а согласно закону Н.А. Кудрявцева — месторождения формируются в ОБ до фундамента включительно. По разным оценкам в фундаменте НГБ сосредоточено от 16 до 23 % мировых запасов нефти и газа промышленных категорий. При этом в фундаменте открыто 40 уникальных и крупных месторождений.

Основные противоречия в органических и неорганических концепциях касаются процессов нефтегазообразования, которые связаны с источниками углерода, термобарическими, геохимическими условиями и энергетическими источниками процессов нефтегазообразования. Что касается процессов нефтегазонакопления, то в обеих концепциях имеются сходства. Накопление нефти и газа происходит в ловушках осадочного чехла и верхней части фундамента ОБ. При этом органические концепции отдают предпочтение латеральной миграции УВ по пластам коллекторам, а неорганические концепции — вертикальной миграции флюидов по зонам разломов. Масштабы нефтегазоносности НГБ резко различны на региональном и локальном уровнях.

Неравномерность концентрации запасов нефти и газа НГБ на глобальном уровне. Уникальные месторождения с извлекаемыми запасами нефти более 300 млн т и газовые месторождения с геологическими запасами более 300 млрд м³ выявлены в 22 НГБ из 230 известных. При этом 70 % общего количества уникальных месторождений сосредоточено в четырех НГБ [7], среди которых резко выделяется один — Месопотамский, являющийся общепланетарным узлом нефтегазонакопления.

Значительные концентрации запасов нефти и газа установлены также в НГБ Мексиканского залива, в Центральноевропейском, Западно-Сибирском и других НГБ. В Западно-Сибирском НГБ сосредоточено 72 % запасов нефти и 77,5 % запасов газа, раз-

данных в России. Здесь же открыто более 60 месторождений нефти и газа в палеозойском основании. При этом нефтяные месторождения в основном сосредоточены в центральной части Западной Сибири, а газовые месторождения — в ее северной территориальной части и южной части Карского моря. По запасам газа эта территория-акватория является общепланетарным узлом газонакопления.

Неравномерность концентрации запасов нефти и газа в НГБ на региональном уровне. На Земле известно порядка 70 000 месторождений нефти и газа, которые сосредоточены в 230 НГБ или НГП. При этом 74,5 % мировых запасов нефти концентрируются всего в 370 крупных и уникальных месторождениях, извлекаемые запасы которых превышают 68,5 млн т [7, 14]. При этом извлекаемые запасы порядка 30 нефтяных месторождений превышают 1 млрд т. Кроме того, уникальные нефтяные месторождения содержат огромное количество газа, например, Гхавар и Большой Бурган содержат по 1 трлн м³ извлекаемых запасов растворенного газа. Таким образом, масштабы нефтегазоносности НГБ (НГП) определяются не числом месторождений, а величиной запасов этих месторождений. В связи с этим большое внимание уделяется изучению закономерностей образования и размещения уникальных и крупных месторождений нефти и газа [1, 2, 5, 7, 9, 10, 14 и др.]. Примером являются геостатистические закономерности распределения месторождений нефти и газа в Западно-Сибирской НГП. По данным [2] из 526 нефтяных месторождений запасы 12 месторождений составляют 38 % от суммарных запасов нефти провинции, а из 563 газовых месторождений запасы 18 месторождений составляют 74 % от суммарных запасов газа. В таблице приведены уникальные нефтяные и газовые месторождения провинции с запасами свыше 300 млрд т нефти и 300 трлн м³ газа (год открытия месторождений приведен по К.А. Клещеву, В.С. Шеину, 2010). Причем Уренгойское месторождение, входя в число крупнейших месторождений мира, является уникальным по газу и нефти, включая конденсат и попутный газ.

Результаты ГРП показывают, что уникальные и крупные месторождения открываются позже открытия мелких и средних месторождений. Например, планомерные нефтегазопроисковые исследования недр Западной Сибири были начаты в 1948 г. (Э.А. Конторович и др., 1975). Первое газовое месторождение (Березовское) было открыто в 1953 г., а первое нефтяное месторождение (Шаимское) — в 1960 г. При этом уникальные месторождения были открыты только в 1964 и 1965 гг. — Мамонтовское нефтяное и Заполярное газовое соответственно.

В Западно-Кубанской нефтегазоносной области (НГО) самое крупное месторождение (Анастасиевско-Троицкое) было открыто в 1952 г. спустя 87 лет после открытия первого месторождения (Кудако-Киевского). В Терско-Каспийской НГО промышленная добыча нефти ведется с 1863 г., однако крупнейшая (массивно-сводовая тектонически нарушенная) за-

Нефтяное месторождение	Год открытия	Геологические запасы нефти, млрд т	Газовое месторождение	Год открытия	Геологические запасы свободного газа, трлн м ³
Уренгойское	1966	1,5	Уренгойское	1966	12,2
Самотлорское	1965	7,6	Ямбургское	1969	7,3
Приобское	1982	4,0	Бованенковское	1971	4,9
Федоровское	1971	2,4	Заполярное	1965	3,6
Салымское	1965	1,7	Медвежье	1967	2,3
Мамонтовское	1964	1,6	Крузенштернское	1976	1,7
Русское	1968	1,5	Харасавэйское	1974	1,6
Тяньское	1985	1,21	Южно-Тамбейское	1974	1,2
Ваньеганское	1974	1,1	Северо-Уренгойское	1970	1,0
Ямбургское	1969	0,4	—	—	—
Заполярное	1965	0,4	—	—	—
Северо-Уренгойское	1970	0,3	—	—	—

лежь нефти, связанная с верхнемеловыми отложениями, была открыта только 1959 г. на Малгобекско-Вознесенском месторождении.

Анализ размещения уникальных и крупных месторождений нефти и газа [4, 5] показал, что их формирование происходит в ОБ, для которых характерно:

- длительное и непрерывное прогибание, приводящее к накоплению огромных объемов преимущественно морских осадочных пород;
- совмещение процессов генерации и аккумуляции УВ в пространстве и времени;
- благоприятное пространственное взаимоположение очагов генерации нефти и газа, и зон нефтегазонакопления;
- региональное распространение по площади и в разрезе нефтематеринских пород с повышенным содержанием ОБ сапропелевого типа;
- широкое развитие значительных толщ коллекторов с великолепными емкостно-фильтрационными свойствами;
- присутствие в разрезе региональных флюидоупоров, представленных эвапоритами и глинами, иногда глинистыми известняками и мергелями с высокими экранирующими свойствами;
- наличие крупных антиклинальных ловушек, сформировавшихся до главной фазы эмиграции УВ;
- наличие участков с повышенной тепловой энергией;
- непродолжительность формирования месторождений (по данным М. Хелбути 1,5–10 млн лет);
- сравнительно позднее вступление нефтегазоматеринских толщ в очаг генерации (24 % уникальных и крупных месторождений УВ открыто в палеогеново-неогеновых отложениях, 59 % — в мезозойских и 13 % в палеозойских отложениях, но в очаг генерации они попали не ранее палеогена).

Например, концентрация большого числа крупных и уникальных газовых месторождений северной части Западно-Сибирской плиты произошла наряду

с другими факторами, благодаря формированию значительных по размерам структурных ловушек, связанных с валлообразными и куполовидными поднятиями в кайнозое, и новейшему времени окончательного формирования месторождений (В.С. Скоробогатов, 1999).

По расчетам С.Г. Неручева и др. [6] все нефтяные и газовые месторождения Западно-Сибирской плиты также сформировались в кайнозое.

Связь масштабов нефтегазонаосности с размерами НГБ. Существует прямая связь масштабов нефтегазонаосности НГБ с их площадью. Ю.Н. Новиков и В.С. Соболев [7] установили, что месторождения гиганты, к которым они отнесли месторождения с извлекаемыми запасами свыше 100 млн т н.э. (н.э. — нефтяной эквивалент или условное топливо), формируются в основном в НГБ, площадь которых превышает 1 млн км² (рис. 1). Суммарная площадь 12 таких мегабассейнов составляет 33 % всей нефтегазонаосной площади Земли, но с ними связано 68 % месторождений гигантов, в том числе 84 % уникальных месторождений.

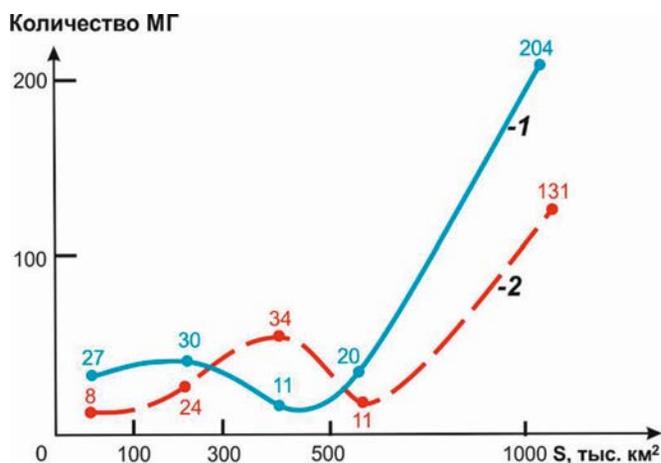


Рис. 1. Распределение гигантских месторождений в зависимости от площади НГБ (по Ю.Н. Новикову и В.С. Соболеву, 2006): МГ — месторождения гиганты; 1 — нефть; 2 — газ

Установлено, что площадь бассейнов и объем их осадочных пород имеют одинаковую изменчивость, которая лежит в пределах 10^3 раз. Учитывая это, а также простоту вычисления площади бассейна по сравнению с объемом его осадочных пород, можно использовать в качестве показателя перспектив нефтегазоносности бассейна только его площадь [7].

Зависимость масштабов нефтегазоносности от положения НГБ на планетарном профиле «континент-океан» или профиле «территория-акватория».

Распределение месторождений гигантов на профиле «континент-океан» имеет неравномерный характер (рис. 2).

Основная их часть, а также преобладающая часть уникальных месторождений связаны с НГБ, которые лежат в пограничной зоне между территориями и акваториями. При этом доля акваторий в общей площади НГБ меньше 50 %. Для месторождений гигантов нефтяного ряда и, особенно для уникальных месторождений, это положение еще более значимо. На общую площадь нефтегазоносных бассейнов Земли приходится 60 % территории, которую составляет континентальная суша (57 %) и острова (3 %). На акваторию приходится 40 % площади, которая состоит из окраинных морей (28 %) и средиземных морей (12 %).

Данная закономерность распределения месторождений гигантов подтверждает справедливость определения В.Е. Хаиным [11] континентальных окраин как родины нефти и газа.

Зависимость масштабов нефтегазоаккумуляции от геодинамических типов континентальных окраин. В.Е. Хаин и Б.А. Соколов [13] на континентальных окраинах выделили пять геодинамических типов НГБ: 1) пассивные непретерформированные (современные или атлантического типа), разделяющиеся на три категории; 2) пассивные претерформированные (коллизионные); 3) активные (тихоокеанские); 4) пассивные трансформные; 5) активные претерформированные.

Наиболее продуктивные НГБ располагаются в пределах трех типов континентальных окраин: 1) пассивных претерформированных (коллизионных) окраин (НГБ Персидского залива, Волго-Уральский НГБ, Южно-Каспийский НГБ, Северо-Кавказско-Мангышлякский НГБ и др.); 2) современных пассивных окраин континентов (НГБ Мексиканского залива, НГБ Северного моря и др.); 3) активных (тихоокеанских) окраин. В последних наиболее продуктивными являются сложные активные окраины, включающие пассивные участки на периферии континента, окраинные моря, островные дуги с тыльно-дуговыми и преддуговыми прогибами и глубоководные желоба (Восточно-Сахалинский НГБ, НГБ Залива Кука, Сулу-Палаванский НГБ, Северо-Яванский НГБ, Северо-Центральный-, и Южно-Суматринские НГБ и др.).

Выход ГРП на шельфы, материковые склоны и подножия, а также выявленная зависимость масштабов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции от геодинамических типов континентальных окраин

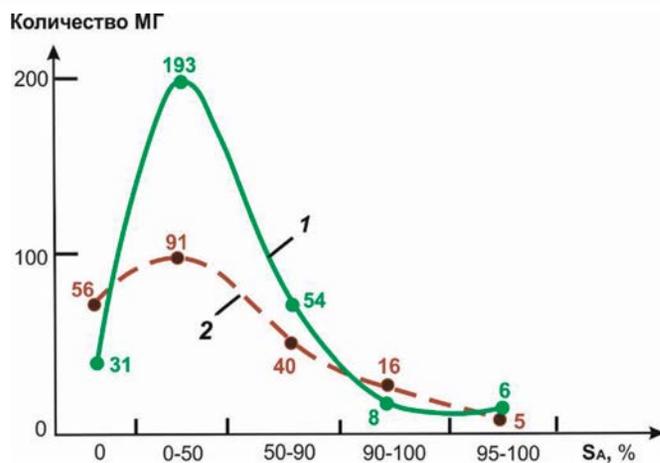


Рис. 2. Распределение гигантских месторождений в зависимости от положения НГБ на графике «континент-океан» (по Ю.Н. Новикову и В.С. Соболеву; 2006): SA — доля акваторий в площади НГБ; МГ — месторождения гиганты; 1 — нефть, 2 — газ

привели к необходимости построения классификаций нефтегазоносных территорий на основе теоретических положений концепции тектоники плит. В 1994 г. на основе детальной геодинамической классификации НГБ Ю.Г. Наместникова была составлена карта нефтегазоносности мира [4]. В 2000 и 2004 гг. была опубликована эволюционно-тектоническая классификация НГБ, составленная О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлиным, Б.А. Соколовым и В.Е. Хаиным, а в 2009 г. опубликована сводная классификация НГП мира, разработанная А.А. Абидовым «...на основе современной методологии нефтегазогеологической науки, сочетающей классические и геодинамические подходы к прогнозированию нефтегазоносности недр».

Наличие в разрезе НГБ вертикальной зональности фазового состояния залежей УВ. Эта зональность связана с фазово-генетической или термобарической зональностью нефте- и газообразования при прохождении нефтегазоматеринскими толщами разных стадий литогенеза. Проявляется она в том, что верхние части разреза до глубины 1,2–1,5 км содержат преимущественно скопления сухого газа. Ниже, до глубины 4–5 км, запасы газа сокращаются и увеличиваются запасы нефти, поэтому в этом интервале глубин располагаются нефтяные, нефтегазовые, газонефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения (залежи). На глубинах более 4–5 км вновь происходит увеличение запасов газа и первичного газоконденсата, и уменьшение запасов нефти. На больших глубинах более 6000 м встречаются в основном залежи сухого газа (метана). При этом верхний предел распространения газоконденсатных месторождений (700 м Елшанское месторождение) связан с недостаточно высоким пластовым давлением, необходимым для ретроградного испарения нефти в газе, а нижний предел распространения нефтяных и газоконденсатных месторождений связан с деструктивным действием высоких температур на нефтяные УВ. Однако в НГБ

с аномально низким геотермическим градиентом, в так называемых холодных бассейнах главная зона нефтеобразования (ГЗН) и главная зона газообразования (ГЗГ) могут находиться на больших глубинах. Например, в Южно-Каспийском НГБ, одном из самых «холодных» в мире, в пределах Азербайджанского и Туркменского шельфа Каспия ГЗН прогнозируется на глубинах от 11 до 12,5 км, а в самой погруженной части впадины Каспия — на глубинах от 11 до 16 км. ГЗН располагается естественно ниже — на глубинах от 12,5–13,0 до 14–15 км и от 16 до 20 км соответственно. При этом ГЗН и ГЗГ охватывают стратиграфический диапазон от нижнего плиоцена до палеогена (Э.Г. Алиева, 2003). Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Каспийской впадины, связанные с особенностями термодинамических условий, были доложены еще в 1987 г. Ш.Ф. Мехтиевым, С.Г. Салаевым и З.А. Буниат-Заде на совещании по проблемам нефтегазоносности Кавказа, проведенном в Грозненском нефтяном институте (ГНИ).

Смену фазового состояния УВ с глубиной предсказал в 1915 г. Д. Уайт, связавший зависимость распределения нефти и углеводородных газов от величины углеродного коэффициента или степени метаморфизма углей. В 1960 г. Г. Хадсон, обобщая данные поискового бурения в крупных НГБ США, установил, что соотношение нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей с глубиной закономерно меняется. В 1948 г. В.А. Соколов выделил четыре геохимические зоны: 1) биохимическую, 2) переходную, 3) термokatалитическую и 4) газовую. В 1966 г. он уточнил положение и названия этих зон. В последующие годы схема вертикальной геохимической зональности нефти- и газообразования изучалась в разрезе осадочного чехла различных НГБ многими геологами (И.И. Аммосовым, Н.Б. Вассоевичем, В.С. Вышемирским, А.А. Геодекианом, А.Э. Конторовичем, Н.В. Лопатиным, О.А. Радченко, А.Н. Резниковым, В.А. Соколовым, К. Ландесом и др.). В результате было установлено, что в мезокатагенезе проявляется этап резкого образования жидких УВ, который Н.Б. Вассоевич в 1967 г. назвал главной фазой нефтеобразования (ГФН). Позже интервал разреза осадочных пород, в котором проявляется ГФН Н.Б. Вассоевич выделил как ГЗН.

Преобразование рассеянного органического вещества (ОВ) начинается и завершается метанообразованием. Второй, после биохимического, и более значительный этап газообразования происходит на больших глубинах на границе мезо- и апокатагенеза. С.Г. Неручевым (1973) он был назван главной фазой газообразования (ГФГ), а интервал разреза осадочных пород, в котором она проявляется был определен как главная зона газообразования (ГЗГ). По данным С.Г. Неручева и др. [6] (Справочник по геохимии нефти и газа. Под ред. С.Г. Неручева, 1998) ГЗГ развивается в породах, содержащих любые генетические типы ОВ импульсивно с проявлением двух максимумов газообразования. Первый максимум проявляется в пределах градации

МК₃ и представляет собой зону генерации первичных газоконденсатных систем или жирных газов. Интенсивность генерации УВ здесь выше у сапропелевого ОВ по сравнению с гумусовым. Второй максимум газообразования проявляется на грациях МК₃-АК₂ и представляет собой зону генерации сухих газов. Интенсивность генерации метана здесь выше у гумусового ОВ и заканчивается она несколько позже.

В 1980-х годах было установлено, что процессы превращения ОВ в НГБ контролируются не только известными факторами катагенеза (температура, каталитические свойства глинистых минералов, геологическое время и давление, оказывающее противодействие температуре), но и динамическими факторами (динамокатагенез). Впервые на возможность воздействия упругих волн на ОВ обратил внимание Н.А. Игнатенко (1968). Затем Ю.А. Пецюха (1984, 1986) установил, что на локальных участках НГБ, совпадающих с зонами активных тектонических деформаций осадочного чехла, наблюдаются контрастные изменения как в минеральной, так и в органической части нефтепроизводящих пород, которые сопровождаются резким увеличением их общего генерационного потенциала более чем в 50 раз. Это позволило Ю.А. Пецюхе (1988) предложить тектоно-механико-химическую модель генерации нефти и газа. Кроме того, Н.В. Черский и В.П. Царев (1984) экспериментально доказали возможность синтеза УВ из неорганических соединений при низких температурах в условиях тектоно-сейсмических воздействий на горные породы.

Изучая роль и значение каждого фактора катагенеза, А.Н. Резников (1982, 1988, 1998, 1999) [8] показал, что интенсивность и направленность процессов генерации УВ, и соответственно распределение залежей в разрезе стратисферы, в различном фазовом состоянии определяются интенсивностью тектонодинамики и термобарическими условиями разреза, которые изменяются экспоненциально в зависимости от времени и тектонических особенностей погружения нефтегазоматеринских пород. При этом степень преобразования рассеянного ОВ осадочных пород и фазово-генетическое состояние залежей УВ на разных стратиграфических уровнях должно определяться для конкретных геологических условий. Количественная оценка значения динамокатагенетического фактора при преобразовании ОВ по условному показателю динамокатагенеза показала, что вес этого фактора находится в основном в пределах от 19 до 50 % (А.Н. Резников, 2003).

В настоящее время известно, что геодинамика повышает эффективность всех процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Главное значение среди геодинамических процессов имеют постоянные короткопериодические и быстропротекающие явления, которые имеют как упругий, так и неупругий характер деформаций и обусловлены волнообразным ходом возмущения потенциала силы тяжести на Земле, Луной и Солнцем. Быстропротекающие процессы — это землетрясения и вулканизм, которые также часто

связаны с космическими причинами. Среди них существенное значение имеют периодические изменения солнечной активности, с которой связаны изменения ротационного режима Земли. На Земле существует около 2000 вулканов и происходит от 200 тыс. до 1 млн землетрясений в год разной величины (Д.Г. Осика, В.И. Черкашин, 2005). Каждому сильному землетрясению предшествуют и сопровождают его региональные геохимические, гидрогеологические, геоэлектрические и другие аномалии, которые проявляются в резких колебаниях пластовых давлений, дебитов скважин, уровней флюидов и других явлений и прослеживаются на большие расстояния, на что обратили внимание многие исследователи.

В настоящее время имеются факты, противоречащие традиционным представлениям о катагенезе ОБ и УВ и термобарической зональности нефтегазообразования, среди которых можно выделить следующие три.

1. Установлена возрастающая роль пластового давления с глубиной, которое сильно сдерживает деструкцию ОБ.

2. Частое отсутствие прямой зависимости катагенеза ОБ от показателя отражения витринита. Данные по сверхглубоким скважинам показывают, что иногда кероген III типа, содержащийся в горизонтах большой толщины, теряет весь свой углеводородный потенциал при R_o равном 2,0 %. При этом кероген II типа, находящийся в породах других формаций, которые залегают на больших глубинах, имеет термическую зрелость намного ниже кереогена III типа.

Таким образом, были обнаружены не только вариации индексов зрелости ОБ, но и двойные зоны генерации УВ. Примерами являются разрезы сверхглубокой скважины Фозстер-1 (Л.К. Прайс, Дж.Л. Клейтон, 1990), глубоких скважин Западной Сибири (А.Э. Конторович, А.А. Трофимук, 1976) и Венгрии (К.Р. Саджго, 1980). Во всех этих случаях верхняя зона содержит кероген III типа, а нижняя зона — кероген II типа.

Несоответствие термической зрелости ОБ уровню катагенеза вмещающих пород палеозоя было обнаружено в Предкавказье (Ю.И. Корагина, 1999; Б.А. Соколов и др., 2002; Н.Ш. Яндарбиев, 2003). Термическая зрелость битумоидов здесь в большинстве случаев соответствует началу ГЗН, а уровень катагенеза вмещающих пород резко отличается и в основном соответствует нижним грациям ГЗГ. При этом рассеянное ОБ является сапропелевым и реже — смешанным.

3. Установлена высокая стабильность газообразных и жидких УВ в жестких термобарических условиях. Л.К. Прайс [15] пришел к выводу, что в глубоких горизонтах НГБ жидкие УВ, содержащие 15 и более атомов углерода реально могут быть стабильными при величинах $R_o = 7,0-8,0\%$ (градация АК₄), а газообразные УВ (C₂–C₄) — в условиях зеленосланцевого метаморфизма. Метан существует даже в мантии.

Свидетельством резко повышенной термальной стабильности УВ C_{15+высш.} являются многочисленные геохимические данные по разрезам сверхглубоких

скважин США, которые показывают наличие высоких концентраций автохтонных жидких и твердых УВ и битумоидов в глубокопогруженных породах при значениях R_o от 1,3 до 5,0 % и умеренных их концентраций при R_o от 5,0 до 7,0 % (L.C. Price, J.L. Clayton, L.L. Rumen, 1981) [15].

В связи с этим в рамках классической органической или осадочно-миграционной теории существуют различные модификации: динамокатагенетическая или тектонодинамическая модель (Ю.А. Пецюха); плитотектоническая модель (Х. Хедберг; С.А. Ушаков и В.В. Федьинский; Л.И. Лобковский и О.Г. Сорохтин; В.П. Гаврилов); высокотемпературная флюидодинамическая модель (А.В. Кудельский и К.И. Лукашев); флюидодинамическая модель (Б.А. Соколов, В.Е. Хаин).

В 2003 г. Б.А. Соколов, О.К. Баженова и Э.А. Абя пришли к выводу, что исследование глобальных процессов нефтегазообразования должно привести к созданию общей теории нефтегазообразования, объединяющей органический, неорганический и космический подходы к этой проблеме. Призная, что осадочно-миграционная теория нафтидогенеза в настоящее время является доминирующей И.Е. Варшавская, Ю.А. Волож, А.Н. Дмитриевский и др. (2011) отметили, что она разработана на материалах изучения комплексов осадочного чехла, включая складчатые. Обнаружение залежей УВ за пределами этих комплексов (в метаморфических, магматических, эпигенетически сильно измененных типах осадочных пород) дает основание допускать существование глубинных источников нефти и газа (Б.М. Валяев, М.Н. Смирнова, Р.М. Юркова, 2007; Р.П. Готих, Ю.И. Писоцкий, 2007 и др.) или их смешанное происхождение. Полигенное происхождение нефти и газа допускают и обосновывают В.П. Гаврилов (2003, 2007), А.Н. Дмитриевский (2003, 2008), А.Ф. Лопатин, В.И. Петренко, Б.Ф. Галай (2005) и другие исследователи.

Задачей создаваемой общей теории нефтегазообразования, как и изучения основных закономерностей формирования и размещения месторождений, является увеличение ресурсной базы УВ, поиск и обоснование новых направлений ГРП и повышение их эффективности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белонин, М.Д. Закономерности размещения и особенности прогноза крупных и уникальных месторождений нефти и газа / М.Д. Белонин, Ю.Н. Григоренко, Ю.Н. Новиков, Ю.В. Подольский // Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа: Сб. науч. тр. М.: ООО «Геоинформмарк», 2004.
2. Беляев, С.Ю. Структурная позиция и вероятностный тектонический контроль размещения гигантских и крупных месторождений углеводородов в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович, Т.М. Хамхоева, Р.О. Кузнецов // Геология, геофизика, и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2006. — № 5–6. — С. 27–34.
3. Калинин, М.К. Геология и геохимия нафтидов / М.К. Калинин. — М.: Недра, 1987. — 211 с.
4. Карта нефтегазоносности Мира. Масштаб 1:15 000 000. Объяснительная записка. Науч. ред. В.И. Высоцкий, Е.Н. Исаев, К.А. Клещев и др. — М.: ВНИИЗарубежгеология, 1994. — 196 с.

5. Кравченко, Т.П. Общее и особенное в формировании нефтяных месторождений-гигантов / Т.П. Кравченко, Б.А. Соколов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные бассейны как саморазвивающиеся нелинейные системы. — М.: Изд-во МГУ, 1999. — С. 140–142.
6. Неручев, С.Г. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации и аккумуляции // С.Г. Неручев, Т.К. Баженова, С.В. Смирнов и др. — СПб.: Недра, 2006. — 364 с.
7. Новиков, Ю.Н. Геостатистический анализ применительно к нефтегазгеологическому районированию и ресурсной оценке арктических и южных акваторий европейской части России / Ю.Н. Новиков, В.С. Соболев // Геологические и технологические предпосылки расширения ресурсов углеводородного сырья в европейской части России (информационно-аналитические материалы). — М.: ООО «Геоинформмарк», 2006. — С. 193–205.
8. Резников, А.Н. Геосинергетика нефти и газа / А.Н. Резников. — Ростов-на-Дону: Изд-во «ЦВВР», 2008. — 303 с.
9. Сизых, В.И. Глобальные закономерности пространственного размещения месторождений нефти и газа / В.И. Сизых, Р.М. Семенов, В.А. Павленков // Геология нефти и газа. — 2002. — № 2. — С. 14–20.
10. Скоробогатов, В.А. Геостатистические закономерности распределения месторождений углеводородов в осадочной толще Западно-Сибирской мегапровинции / В.А. Скоробогатов,

- А.М. Радчикова, В.В. Рыбальченко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2006. — № 3–4. — С. 9–17.
11. Хаин, В.Е. Глобальные закономерности нефтегазонакопления: современное состояние проблемы / В.Е. Хаин // Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления. — М.: Наука, 1985. — С. 5–14.
12. Хаин, В.Е. В поисках глобальных закономерностей распределения нефтегазоносности / В.Е. Хаин // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа: Сб. науч. тр. — Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1991. — С. 14–21.
13. Хаин, В.Е. Окраины континентов — главные нефтегазоносные зоны Земли / В.Е. Хаин, Б.А. Соколов // Советская геология. — 1984. — № 7. — С. 49–60.
14. Ivanhe, L.F. Global oil, gas fields, sizes tallied, analyzed / L.F. Ivanhe, G.G. Leckie // Oil&Gas J. — 1993. — Vol. 91. — № 7. — P. 87–91.
15. Price, L.C. Minimum thermal stability levels of methane, as determined by C₁₅₊ hydrocarbon thermal stabilities / Geologic Controls of Deep Natural Gas Resources in the United States. Edited by T.S. Dyman, D.D. Rice, P.A. Nestcott. U.S. Geological Survey Bulletin 2146. — Washington, 1997. — P. 139–176.

© Доценко В.В., Бачаева Т.Х., 2021

Доценко Валерий Владимирович // d.valeri@mail.ru
Бачаева Тумиша Хамидовна // bachaeva@bk.ru

ГЕОФИЗИКА

УДК 550.35

Лазарев Ф.Д., Кирплук П.В., Онищенко А.Н. (Норильский филиал ФГБУ «ВСЕГЕИ»)

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РУДНО-МАГМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ АЭРОГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ГДП-200

На примере обширного фактического материала, полученного в результате комплексной аэрогеофизической съемки масштаба 1:50 000, в рамках работ ГДП-200 на Рассошинской площади (Республика Саха (Якутия)), показан методический подход прогнозирования структур медно-порфирового типа, основанный на пространственной связи между развитием площадных метасоматических изменений и радиогеохимической специализацией горных пород. Представлена модель радиогеохимической зональности медно-порфировых систем, отражающаяся в тонкой структуре гамма-спектрометрических полей, на которой и основан методический подход прогнозирования. Также на фактическом материале обосновывается необходимость включения комплекса наземных геофизических и геохимических методов в практику работ при ГДП-200, позволяющих значительно повысить достоверность прогнозных выводов. **Ключевые слова:** аэрогеофизическая съемка, радиогеохимическая зональность, гранитоидный интрузив, рудно-магматическая система.

Lazarev F.D., Kirpluk P.V., Onischenko A.N. (Norilsk branch of the VSEGEI)

PREDICTION OF ORE-MAGMATIC SYSTEMS BASED ON AIRBORNE GEOPHYSICAL DATA IN THE GEOLOGICAL ADDITIONAL EXPLORATION OF AREAS-200

*The article shows a methodical approach of prediction for structures of copper-porphyry type, based on the spatial relationship between the occurrence of areal metasomatic changes and radiogeochemical specialization of the rocks, on the example of an extensive factual material obtained as a result of an integrated airborne geophysical survey at a scale of 1:50 000, as part of the Geological Additional Exploration of Areas-200 on the Rassoshinskaya area (The Sakha Republic (Yakutia)). The methodical approach of prediction bases on a model of the radiogeochemical zonality of copper-porphyry systems, which is indicated in the fine structure of gamma-spectrometric fields. On the factual material the authors substantiate the necessity of including a set of ground geophysical and geochemical methods in the practice of works in the Geological Additional Exploration of Areas-200, which allows to significantly increase the reliability of the predictive conclusions. **Keywords:** airborne geophysical survey, radiogeochemical zoning, granitoid intrusive, ore-magmatic system.*

Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского (ФГБУ «ВСЕГЕИ») в рамках Государственной программы регионального изучения недр планомерно ведет работы