

и угленосных районов Якутии. – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1987. – С. 86–98.

11. Тимошина И.Д., Конторович А.Э., Ноговицин К.Е. Состав углеводородов-биомаркеров в породах лахан-

динской серии (рифей) на востоке Сибирской платформы // Успехи органической геохимии. – Новосибирск, 2010. – С. 333–337.

Поступила в редакцию 02.07.2015

553.981:622(571.56-15)

О возможности совместного освоения запасов газа из традиционных коллекторов и плотных пород на месторождениях Хапчагайского нефтегазоносного района

В.С. Ситников*, К.А. Павлова*, А.В. Погодаев**, В.Б. Черненко***

**Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск*

***ОАО «Якутскгеофизика», г. Якутск*

****ОАО «Сахатранснефтегаз», г. Якутск*

Рассмотрены общие сведения об использовании на практике работ на нефть и газ относительно нового понятия «трудноизвлекаемые ресурсы углеводородного сырья». На примере Хапчагайского нефтегазоносного района, приуроченного к одноименному сводовому поднятию первого порядка в восточной части Вилюйской синеклизы, приведены факты, которые однозначно указывают на наличие гидродинамической связи ранее выявленных газовых залежей в мезозойских и верхнепермских отложениях. Охарактеризованы аргументы, учитываемые в дискуссии о возможном наличии в разрезе верхней перми крупнейшей газовой залежи массивного типа, контролируемой Хапчагайским поднятием. Предложена условная модель возможного совместного освоения запасов газа в традиционных коллекторах и прогнозируемых ресурсов в более глубоких горизонтах чехла, сложенных плотными слабопроницаемыми породами. Даны рекомендации по широкому применению предлагаемого методического подхода в осадочных отложениях разного возраста и литологического состава, в том числе на месторождениях Вилюйской нефтегазоносной области в целом и за ее пределами.

Ключевые слова: газ, нефть, синеклиза, поднятие, запасы, ресурсы, методика, освоение, извлечение.

On the Possibility of Joint Development of Gas Reserves from Traditional Collectors and Solid Rocks at Khapchagaysky Petroleum District Deposits

V.S. Sitnikov*, K.A. Pavlova**, A.V. Pogodaev**, V.B. Chernenko***

**Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakutsk*

***JSC «Yakutskgeofizika», Yakutsk*

****JSC «Sakhatransneftegaz», Yakutsk*

General information about using in works for oil and gas a relatively new concept of «hard-to-recover hydrocarbon resources» is considered. The facts showing the existence of the hydrodynamic connectivity of previously identified gas deposits in the Mesozoic and Upper Permian sediments for Khapchagaysky petroleum district dedicated to the eponymous arched uplift of the first order in the eastern part of Vilyui syncline, are presented. The arguments which can be taken into account in discussions about the possible existence of the largest gas deposit of a massive type in the section of the Upper Permian, controlled by Khapchagaysky

*СИТНИКОВ Вячеслав Стефанович – д.г.-м.н., зав. лаб., sitgeo@mail.ru; *ПАВЛОВА Капитолина Алексеевна – м.н.с., pavlova_kapitolina@mail.ru; **ПОГОДАЕВ Александр Валентинович – гл. геолог, a_pogodaev@ykgf.ru; ***ЧЕРНЕНКО Вадим Борисович – зам. начальника управления ОАО «Сахатранснефтегаз», cherne.vadim@yandex.ru.

uplift are described. A conditional model of a possible joint development of gas reserves in traditional collectors and of predictable resources in deeper horizons of the mantle with solid low permeable rocks are suggested. Recommendations for a wide application of the proposed methodological approach in the sediments of different age and lithology, including oil and gas fields of Vilyuisk region as a whole and beyond it.

Key words: gas, oil, syncline, uplift, reserves, resources, methods, development, extraction.

Примерно с конца 60-х годов прошлого столетия, наряду с исследованиями по прогнозу, поискам и разведке залежей нефти и газа, которые традиционно рассматривались как обычные невозможные источники углеводородного сырья, в мировой практике значительное внимание стали уделять так называемым «нетрадиционным» видам углеводородного сырья. Непосредственно в России в их число были включены крупные скопления битумов, залегающие на дневной поверхности или в верхней части разреза осадочного чехла; углеводородные газы (УВГ), содержащиеся в угольных пластах; УВГ, растворенные в пластовых водах, которые в значительной степени различаются по степени газонасыщенности; УВГ, рассеянные в плотных осадочных породах, которые по своим фильтрационно-емкостным свойствам не могут быть отнесены к категории традиционных коллекторов с их граничными значениями эффективной пористости и газопроницаемости [2].

В группу нетрадиционных источников углеводородов входят также сланцевые толщи, связанные с низкопроницаемыми и низкопоровыми коллекторами, причем не только с тонколистоватыми сланцеватыми аргиллитами типа баженовской и менелитовой серий, широко известных в Западно-Сибирском и Карпатском регионах. На современном этапе развития нефтегазовой геологии черносланцевые толщи вызывают пристальное внимание в связи с существенным ростом их промышленной значимости.

Буквально в последние годы в перечень научных и производственных терминов, используемых в нефтегазовой отрасли, введено новое понятие «трудноизвлекаемые запасы нефти и газа». В части нефтяных углеводородов к ним относятся, очевидно, многие ранее открытые залежи нефти, характеризующиеся высокими значениями плотности, вязкости, содержащие значительное количество парафина и (или) асфальтена, смол и др. Весьма сложная проблема связана также с раздельным освоением запасов нефти и газа и, в частности, с опережающим извлечением нефти, сконцентрированной в недрах в виде нефтяных оторочек крупных нефтегазоконденсатных месторождений, в углеводородном потенциале которых преобладающую роль играют запасы газа [2].

В отношении углеводородных газов в настоящее время нет единого мнения, что понимать под терминами «нетрадиционные источники газа» и «трудноизвлекаемые запасы газа». Существующую категорию псевдонетрадиционных газовых залежей, где газ находится в свободной форме, в том числе в рассеянном состоянии, в низкопроницаемых или глубокозалегающих субколлекторах корректнее называть «трудноизвлекаемые ресурсы газа» [5].

В настоящей статье на примере Хапчагайского нефтегазоносного района и многих изученных здесь газоконденсатных месторождений рассматриваются вопросы гидродинамической взаимосвязи УВГ, находящихся в залежах в свободном состоянии, с одной стороны, и УВГ, рассредоточенных в плотных непроницаемых или слабопроницаемых породах, с другой.

Хапчагайский газонасыщенный район приурочен к одноименному крупному мегавалу, осложняющему центральную приосевую часть Вилуйской синеклизы (рис. 1). Мегавал расположен в нижнем течении р. Вилуй и протягивается в

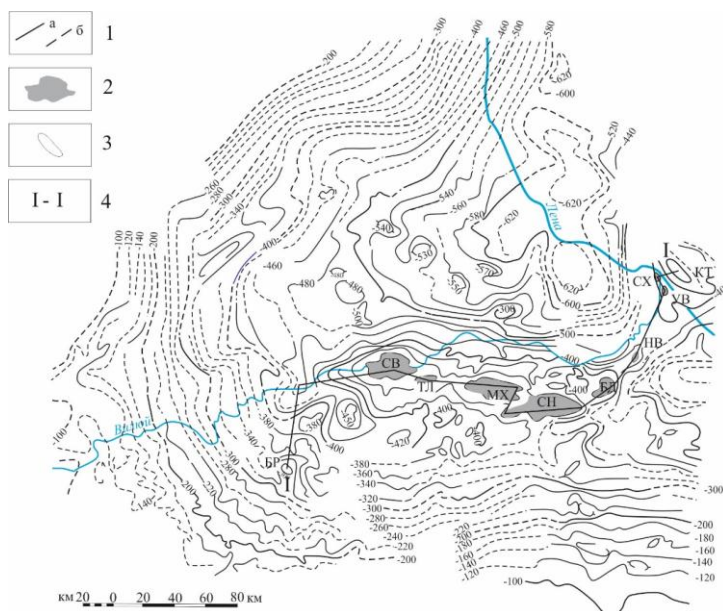


Рис. 1. Расположение Хапчагайского нефтегазоносного района на востоке Вилуйской синеклизы: 1 – изогипсы сейсмического отражающего горизонта ТП (триас–пермь): а – достоверные, б – условные; 2 – газоконденсатные месторождения: СВ – Средневилуйское, ТЛ – Толонское, СН – Соболюх-Неджелиинское, БД – Бадаранское; НВ – Нижневилуйское, УВ – Усть-Вилуйское, CX – Собо-Хаинское; 3 – площади глубокого бурения: БР – Бырыканская, КТ – Китчанская; 4 – линия геолого-геофизического профиля I-I

субширотном направлении более чем на 200 км, ширина его 40–50 км. В своде поднятия резко сокращена мощность нижнемеловых пород, амплитуда его по подстилающим отложениям достигает 1,0–1,2 км. Поднятие осложнено рядом крупных локальных структур, контролирующих выявленные здесь месторождения газа (Средневилюйское, Толонское, Мастахское, Соболох-Неджелинское, Бадаранское) (рис. 2).

Ранее проведенными научными исследованиями (В.С. Ситников, В.Б. Спектор, 1978) было установлено, что значительная роль в заложении, геологическом развитии и современном размещении Хапчагайского поднятия и осложняющих его структур сыграли процессы формирования субпараллельной зоны разломов, выделенной по геолого-геофизическим и геоморфологическим данным с учетом результатов дешифрирования космфотоснимков в составе Вилюйско-Алданской системы дислокаций. Последний источник использованной информации однозначно указывает на наличие здесь современной активности недр [3].

К настоящему времени в Хапчагайском газоносном районе глубоким бурением изучена верхняя часть осадочного чехла (до 4,0–4,5 км), представленная терригенными образованиями мезозоя и верхней перми. В пределах этого разреза выделяется ряд продуктивных комплексов.

Следует отметить, что в начале 80-х годов в сводовой части Средневилюйской антиклинальной структуры, контролирующей одноименное газоконденсатное месторождение, пробурена скв. №27 глубиной 6519 м. Это самая глубокая вертикальная скважина в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. При отсутствии однозначно интерпретируемых палеонтологических данных стратификация нижней части вскрытого разреза (примерно 3 км) проведена сугубо условно. Согласно этим данным, скважиной вскрыт полный разрез верхней и нижней перми и частично верхи каменноугольной системы. Геолого-геофизические данные о характере строения нижней части разреза этой скважины свидетельствуют о распространении здесь преимущественно плотных песчаных пород, которые по литологическим особенностям практически не отличаются от ранее изученных многими поисковыми и разведочными скважинами верхнепермских отложений.

Верхнепермский продуктивный комплекс сложен преимущественно песчаными угленосными отложениями и экранируется глинистой толщей неджелинской свиты нижнего триаса. Внутри комплекса и в перекрывающей покрыв-

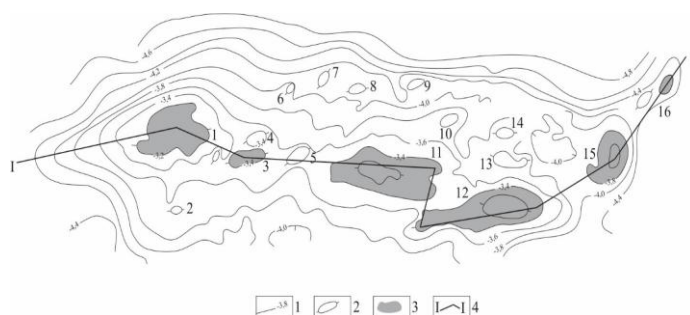


Рис. 2. Структурная карта Хапчагайского нефтегазоносного района (по материалам интерпретации сейсморазведочных данных). Масштаб 1:1 500 000: 1 – изогипсы отражающего сейсмического горизонта ТП (триас–пермь); 2 – локальные антиклинальные структуры; 3 – газоконденсатные месторождения; 4 – линия профильного геолого-геофизического разреза на территории Хапчагайского нефтегазоносного района.

Цифрами на карте обозначены структуры: 1 – Средневилюйская; 2 – Северо-Тымтайдакская; 3 – Толонская; 4 – Верхнетолонская; 5 – Северо-Кумахская; 6 – Северо-Толонская; 7 – Лонголохская; 8 – Джикиндинская; 9 – Безымянная; 10 – Восточно-Баппагайская; 11 – Мастахская; 12 – Соболох-Неджелинская; 13 – Люксюгунская; 14 – Среднелюксюгунская; 15 – Бадаранская; 16 – Нижневилюйская

ке выявлен ряд продуктивных горизонтов (T_1-IV , ПТ, P_2-I , P_2-II , P_3-III), характеризующихся аномально высокими пластовыми давлениями, на 80–100 кгс/см² превышающими гидростатические. Наблюдается резкая изменчивость коллекторских свойств продуктивных отложений по площади и разрезу.

Нижнетриасовый продуктивный комплекс мощностью до 600 м экранируется мономской глинистой покрывкой. Непосредственно под ней и внутри неё (горизонты T_1-III , T_1-II и T_1-I) сосредоточены основные запасы газа крупнейшего Средневилюйского месторождения. В центральной части Хапчагайского района мономская покрывка опесчанивается.

Среднетриасовый-нижнеюрский продуктивный комплекс экранируется тоарской глинистой пачкой, являющейся наиболее выдержанной покрывкой в пределах описываемого района. В этом комплексе на ряде месторождений установлена промышленная газоносность двух горизонтов (J_1-I , J_1-II).

Средневерхнеюрский продуктивный комплекс контролируется регионально выдержанной глинисто-песчаной толщей марыкчанской свиты (верхняя юра). Из отложений комплекса получены промышленные притоки газа на Средневилюйском месторождении (горизонты J_3-I , J_3-II).

Верхнеюрский-нижнемеловой продуктивный комплекс сложен исключительно континентальными угленосными отложениями. Достаточно

мощные выдержанные покрывки в разрезе отсутствуют. Небольшая газовая залежь, приуроченная к нижнемеловым отложениям комплекса, установлена на Бадаранском месторождении (горизонт К).

Кроме уже известных отложений верхней перми, в пределах Хапчагайского поднятия на основании результатов бурения скв. №27 и региональных литолого-палеогеографических построений предполагается существование нижнепермского возможно перспективного комплекса. С ним связаны основные перспективы более глубоких горизонтов Хапчагайского поднятия, для изучения которых потребуются бурение скважин глубиной 7 км и более.

Структуры, контролирующие газовые месторождения, осложняют осевую зону мегавала. Это почти симметричные брахиантиклинальные площади от 200 до 400 км², размерами 20–30х10–20 км и амплитудой, в основном, от 200 до 500 м. В присводовой части Хапчагайского поднятия и на погружениях его склонов, по данным сейсморазведки, выделяется ряд структур меньших размеров. Они имеют площадь 20–40 км² и отличаются от структур осевой зоны более вытянутой формой и меньшей амплитудой, не превышающей 70–100 м [1].

Установленные в Вилуйской НГО газоконденсатные залежи на многих месторождениях в разведочных и эксплуатационных скважинах сопровождаются обильными проявлениями нефти, вплоть до притоков промышленного и полупромышленного значения. Судя по геохимическим данным, эти нефти связаны, в основном, с другими (некембрийскими) очагами генерации, среди которых основную роль играет углеводородный потенциал пермских отложений. Определенными генерационными способностями обладают также нижнетриасовые и нижнеюрская толщи существенно глинистого состава (неджелинская, мономская, сунтарская).

В течение весьма продолжительной истории геологического развития рассматриваемой территории с неоднократными всплесками активности тектонических и нефтегазогеологических процессов, наряду с генерацией вновь образованных УВ, вполне возможны межрезервуарные перетоки пластовых флюидов вверх по разрезу в более молодые стратиграфические подразделения, в частности, из кембрия в пермь и далее в мезозойские толщи [4]. Наиболее активно эти миграционные перемещения происходили, очевидно, в зоне глубинных разломов, контролирующих расположение и особенности строения крупных поднятий (Хапчагайское, Логлорское) и осложняющих их структур более высокого порядка. Этот тезис подтверждается результатами геохимических исследований пластовых флюи-

дов, указывающими на существенное обеднение мигрирующей углеводородной смеси тяжелыми УВ и упрощение ее состава вверх по разрезу вплоть до полного преобладания метана.

Характерно, что по мере незначительного удаления от Хапчагайской зоны разломов к северу в сторону Линденской впадины резко сокращается газонасыщенность пластовых вод в разрезе мезозоя. Кроме того, в районе г. Вилуйска в разрезе ранее пробуренной опорной скважины на глубине примерно 3 км в отложениях средней юры отмечается уникально низкая общая минерализация пластовых вод, которая не превышает здесь первых граммов на литр и сопоставима с таковой в верхней части разреза Вилуйской синеклизы. Приведенные данные однозначно указывают на наличие активных процессов вертикальной миграции в отмеченной выше зоне разломов и, вместе с тем, на весьма слабую практически пассивную газогидродинамическую обстановку в других районах синеклизы, удаленных от системы разломов и зон трещиноватости, достаточно активных на современном этапе.

Приведенные данные по нефтегазогеологической активности недр в районе Хапчагайского поднятия косвенно подтверждаются результатами анализа данных по разработке нижнеюрской газовой залежи Мастахского месторождения. В 70-е годы и начале 80-х годов эксплуатация скважин здесь велась при больших депрессиях (1,4–6,6 МПа) и максимально возможных дебитах, что вероятно и обусловило неравномерное стягивание газоводяного контакта от территории залежи к ее центру. В свою очередь, нарушения в режиме отбора газа в различных скважинах привели к прорыву воды, техногенному образованию пластовых языков и воронок и, соответственно, к досрочному обводнению газовой залежи. При этом пластовое давление в залежи упало почти на 4,0 МПа [6].

С 1986 г., когда строительство газопровода было продолжено до п. Кысыл-Сыр и функции главного поставщика газа в г. Якутск и прилегающие населенные пункты были переориентированы на нижнетриасовые газовые залежи Средневилуйского ГКМ, в дальнейшем вплоть до настоящего времени нижнеюрская газовая залежь Мастахского месторождения уже почти не разрабатывалась.

Проведенные на современном этапе замеры пластового давления в этой залежи показали, что за прошедший период длительностью около 30 лет произошла значительная релаксация газонасыщенной части залежи и пластовое давление в ней восстановилось почти наполовину [6]. На наш взгляд, указанные процессы обусловле-

ны в основном достаточно интенсивными потоками газа из нижних горизонтов разреза естественным путем по многочисленным трещинам. Наличие последних в верхней части разреза пермских отложений по керну установили и детально изучили ранее [1].

С учетом приведенных данных об особенностях строения Хапчагайского мегавала и значительной роли разломно-трещинной тектоники в процессах формирования имеющихся здесь скоплений газа, по нашему мнению, целесообразно возвратиться на новом уровне знаний к представлениям прошлых лет о своеобразии и масштабах газоносности верхнепермских отложений в рамках рассматриваемого поднятия в целом. По мнению академика Н.В. Черского (1970), основанному на фактах повсеместной продуктивности верхнепермских отложений, в том числе на всех ранее открытых месторождениях с газовыми залежами преимущественно в мезозойских отложениях, а также в неструктурных условиях на обширных полях, разделяющих вышеуказанные газоносные антиклинальные структуры, все газовые скопления в верхнепермских отложениях следует, очевидно, рассматривать как единую гигантскую газовую залежь массивного типа. В структурном отношении она контролируется Хапчагайским поднятием в целом, как единой суперловушкой, и заполнена газом практически до замка. Верхняя указанной залежи сложены традиционными коллекторами выделенных ранее продуктивных горизонтов (Т₁-IV, ПТ, Р₂-I, Р₂-II, Р₃-III и др.). Преобладающая нижняя часть залежи приурочена к плотным низкопроницаемым породам верхней перми, которые могут рассматриваться как субколлекторы нетрадиционного типа (рис. 3).

Спорные вопросы, дискутируемые в течение многих лет о возможном наличии в массиве плотных верхнепермских пород зашумленных водоносных линз, о причинах присутствия подошвенных вод, подстилающих газовую залежь в традиционных коллекторах горизонта P_2-I на Средневилюйском ГКМ, а также о геологической природе АВПД в отложениях верхней перми и многих альтернативных вариантах ее объяснения, на наш взгляд, в целом не противоречат изложенной выше концепции. Это отдельные геологические проблемы, требующие в дальнейшем целенаправленного длительного изучения.

С учетом запасов газа, разведанных на Хапчагайском поднятии на всех выявленных здесь месторождениях в мезозойских и верхнепермских коллекторах, и огромных ресурсов, связанных с УВГ, рассеян-

ными в нижележащих плотных низкопроницаемых породах, суммарный газовый потенциал Хапчагайского района явно превышает тот объем газа, который требовалось подготовить в соответствии с постановлением Правительства СССР в начале 1972 г. о развороте геологоразведочных работ на газ на территории Якутской АССР к концу 1975 г. (1 трлн м³). Справочно можно отметить, что указанный рубеж по республике в целом был достигнут лишь в 1993 г., однако, в последнем случае речь идет исключительно о коллекторах традиционного типа.

По итогам выполненной в НИИПГИТ ОАО «Газпром» – ВНИИГАЗ по России в целом оценке перспектив введения в промышленное освоение ресурсов газа, связанных с низкопроницаемыми породами, возможные сроки по Восточной Сибири и Дальнему Востоку отнесены к 2030 г. [5]. С учетом приведенных выше данных по Хапчагайскому нефтегазоносному району и, в частности, фактов о наличии гидродинамической связи выявленных мезозойских и верхнепермских газовых залежей с более глубокими горизонтами осадочного чехла процесс освоения УВГ в плотных породах опосредованно может быть начат здесь уже в ближайшие годы.

Развиваемые в настоящей статье новые представления изложены применительно к Вилкойской НГО. На наш взгляд, они вполне могут быть распространены и на другие территории Сибирской платформы с установленной промышленной нефтегазоносностью.

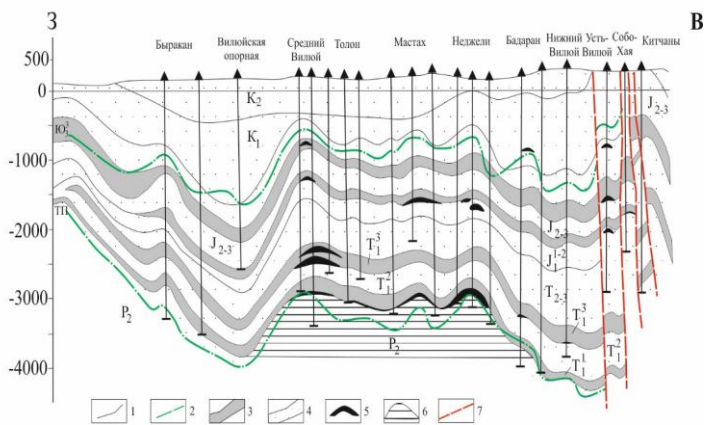


Рис. 3. Субширотный профильный геолого-геофизический разрез через Хапчагайский нефтегазоносный район. Масштаб горизонтальный 1:3 000 000, вертикальный 1: 500 000: 1 – геологические границы; 2 – отражающие горизонты; 3 – региональные существенно глинистые экраны (сверху вниз: марыкчанская свита верхней юры, сунтарская свита нижней юры, мономская и неджелинская свиты нижнего триаса); 4 – толщи преимущественно песчаного состава; 5 – газовые и газоконденсатные залежи; 6 – прогнозируемая массивная залежь в отложениях верхней перми; 7 – разрывные тектонические нарушения

Литература

1. Головачев В.С. Геологическое строение и нефтегазоносность месторождений Хапчагайского района / В.С. Головачев, В.Ф. Кеввай, Я.И. Куприянов, Д.П. Сидоров // Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений в Якутской АССР. – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1976. – С. 102–114.
2. Прищепа О.М. Понятийная база и терминология углеводородов сланцевых толщ и низкопроницаемых коллекторов / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – №6.
3. Ситников В.С., Спектор В.Б. Вилуйско-Алданская система дислокаций // Геофизические исследования в Якутии. – Якутск: изд. ЯФ СО АН СССР, 1978.
4. Ситников В.С. Перспективы нефтеносности южной части Вилуйской синеклизы / В.С. Ситников, И.А. Кушмар, О.М. Прищепа // Разведка и охрана недр. – 2014. – №7.
5. Скоробогатов В.А. Потенциальные ресурсы нетрадиционного газа недр России (суша и шельф) и перспективы их промышленного освоения до 2050 г. / В.А. Скоробогатов, Е.П. Перлова // Геология нефти и газа. – 2014. – №5.
6. Черненко В.Б., Сивцев А.И. К проблеме релаксации юрской залежи Мастахского ГКМ // Наука и образование. – 2015. – №1. – С. 16–21.

Поступила в редакцию 05.10.2015

УДК 552.321(571.56)

Фанерозойские базиты восточной части Сибирской платформы

М.Д. Томшин, А.Г. Копылова

Институт геологии алмаза и благородных металлов СО РАН, г. Якутск

В восточной части Сибирской платформы фанерозойский базитовый магматизм проявился в разных тектонических структурах. В среднепалеозойское и нижнетриасовое время он связан с процессами рифтогенеза, а в позднепалеозойское-раннемезозойское – с заложением и развитием трапповых синеклиз. Различие геодинамического режима магмообразования зафиксировано в геохимическом разнообразии пород. Для пермотриасовых траппов свойственно невысокое содержание несовместимых элементов, незначительная сумма REE (60–70 ppm), умеренная степень их фракционирования $(La/Yb)_n=2,0–2,8$, наличие Ta-Nb минимума. По содержанию несовместимых элементов и положению их на графиках парных отношений элементов траппы образуют практически единую совокупность с составом E-MORB, что свидетельствует о ведущей роли источника такого типа в их образовании. Среднепалеозойский рифтогенез сопровождался формированием поясов даек и излиянием базальтов. Для рифтогенных девонских базитов характерно высокое содержание несовместимых элементов, значительная дифференцированность REE $(La/Yb)_n=4,3–5,4$ и положительная Ta-Nb аномалия. По геохимическим параметрам долериты даечного комплекса близки базальтам OIB, а эффузивы на спайдер-диаграммах и графиках парных отношений элементов располагаются между значениями для E-MORB и OIB. Отличительной геохимической чертой трахидолеритов является максимально высокое содержание в них несовместимых элементов. Характер распределения REE в трахидолеритах отличается значительным фракционированием $(La/Yb)_n=23$. На корреляционных графиках несовместимых элементов составы фанерозойских базитов укладываются в общий тренд от области составов E-MORB через OIB в области более высоких содержаний в трахидолеритах.

Ключевые слова: восточная часть Сибирской платформы, фанерозойские базиты, микроэлементный состав, магматические источники.

Phanerozoic Basites of the Eastern Part of the Siberian Platform

M.D. Tomshin, A.G. Kopylova

Diamond and Precious Metal Geology Institute SB RAS, Yakutsk

In the eastern part of the Siberian platform, Phanerozoic magmatism manifested itself in various tectonic structures. It was related, in Middle Paleozoic and Lower Triassic times, to rifting processes, and in Late