

УДК [553.981:556.3]:550.8.013

А.В. Кирюхин^{1,2}, П.О. Воронин^{1,2}, Н.И. Корзун²¹*Институт вулканологии и сейсмологии ДВО РАН,
Петропавловск-Камчатский 683006;*²*Камчатский государственный технический университет,
Петропавловск-Камчатский 683003
e-mail: AVKiryukhin2@mail.ru*

ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОДНО-МЕТАНОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ВУЛКАНОГЕННЫХ БАССЕЙНОВ

Приводятся сведения о характеристиках и условиях формирования газонефтяных залежей в вулканогенных бассейнах Камчатки и Японии. Изложены представления о геологических моделях Кшукского и Нижне-Квакчикского газоконденсатных месторождений (ГКМ), приуроченных к неоген-палеогеновым вулканогенно-осадочным комплексам Колпаковского прогиба (западная Камчатка). Выполнена сборка и калибровка обобщенных геофильтрационных моделей указанных месторождений по данным истории их эксплуатации с учетом их подразделения на продуктивные газонасыщенные резервуары и низкопроницаемые водонасыщенные резервуары с большой емкостью. С использованием iTOUGH2-EWASG-моделирования показано, что основными параметрами, контролирующими притоки воды в продуктивные газонасыщенные резервуары, являются проницаемость вмещающего водонасыщенного комплекса и соотношение объемов продуктивного газонасыщенного резервуара и вмещающего водонасыщенного комплекса.

Водно-метановые резервуары Авачинско-Корякского вулканогенного бассейна имеют неоген-четвертичный возраст и примыкают к магматическим резервуарам одноименных вулканов, площадь со значительными газовыми ресурсами оценивается в ~ 650 км², формирование газовых залежей под вулканами может происходить в результате геомеханического и термического воздействия магмы.

Выполнено многовариантное прогнозное TOUGH2-моделирование фрагмента газонасыщенного продуктивного резервуара с параметрами Этолонской свиты (N₁ et) с учетом обводнения из вмещающего водонасыщенного комплекса.

Ключевые слова: вулканогенный, бассейн, метан, моделирование, TOUGH2, обводнение, резервуар, эксплуатация, прогноз, Кшукский, Нижне-Квакчикский, Авачинско-Корякский, Камчатка.

A.V. Kiryukhin^{1,2}, P.O. Voronin^{1,2}, N.I. Korzun² (¹Institute of Volcanology and Seismology FEB RAS, Petropavlovsk-Kamchatsky, 683006, ²Kamchatka State Technical University, Petropavlovsk-Kamchatsky, 683003) **Gas, hydro, dynamic simulation of water-methane reservoirs of volcanogenic basins**

This paper provides data on the characteristics and conditions of formation of gas and oil deposits in the volcanogenic basins of Kamchatka and Japan. It presents the ideas of geological models of Kshuksky and Lower Kvachiksky gas condensate fields (GCF), associated with Neogene-Paleogene volcanogenic-sedimentary complexes of Kolpakovsky depression, Western Kamchatka. The performed work involved assembling and calibrating of generalized geofiltration models of the above mentioned deposits according to the data of their operation record in accordance with their division to productive gas-saturated reservoirs and low-permeability water-saturated reservoirs with large capacity. It is shown that the main parameters, controlling the flow of water into productive gas-saturated reservoirs, include permeability of the water-saturated complex and the volume ratio of the productive gas-saturated reservoir and host water-saturated complex.

Water-methane reservoirs of Avachinsky-Koryaksky volcanogenic basin are of Neogene-Quaternary age, and adjacent to the magma reservoirs of corresponding volcanoes, the area with significant gas resources is estimated at ~650 km², the formation of gas deposits beneath volcanoes may occur as a result of geomechanical and thermal effects of magma.

The study also embraced a multivariant predictive TOUGH2-modeling of a fragment of gas-saturated productive reservoir with the parameters of Etolonsky Formation (N₁ et), taking into account the flooding from the host water-saturated complex.

Key words: volcanogenic, basin, methane, modeling, TOUGH2, flooding, reservoir, operation, forecast, Kshuksky, Lower Kvachiksky, Avachinsky-Koryaksky, Kamchatka.

DOI: 10.17217/2079-0333-2015-31-23-33

Введение

Разработка газоконденсатных месторождений (ГКМ) на западной Камчатке (преимущественно метановых) столкнулась с рядом проблем, без решения которых невозможно обеспечить устойчивый режим их эксплуатации: 1) обводнение скважин на Кшукском ГКМ достигло 46% – приводит к остановкам при эксплуатации; 2) сложная геометрия продуктивных газовых залежей, включающих вертикальные трубы и нерегулярное объемное распределение газонасыщенных зон, снижает эффективность сейсморазведочных методов поиска; 3) отсутствие расчетных моделей для оценки запасов газа – стандартные объемные методы не применимы для двухфазных газо-водяных (водно-метановых) систем.

В данной работе сначала в качестве геологических аналогов камчатских газоконденсатных месторождений рассматриваются примеры водно-метановых резервуаров Японии, что показывает промышленные перспективы газовых залежей данного типа. Далее последовательно решаются задачи, связанные с проблемами, указанными выше (обводнением, сложным строением резервуаров, обоснованием методов подсчета эксплуатационных запасов водно-метановых залежей). В качестве инструмента для решения этих задач применяется TOUGH2-моделирование, описывающее неизотермическую многофазную многокомпонентную фильтрацию в трещинно-пористой геологической среде.

Заметим также, что открытие газопроявлений на Камчатке состоялось летом 1952 г. на Саванском термальном источнике на юго-западе Камчатки (О.Н. Толстихин, личн. сообщ.). После этого открытия работы по поиску и разведке газовых залежей на Камчатке приобрели целенаправленный характер. В 1980 г. параметрическая скважина ГП-1, пробуренная в Кшукской структуре на западной Камчатке, явилась первооткрывательницей месторождения газа в отложениях верхнего миоцена. Кшукское и Нижне-Квакчикское месторождения введены в крупномасштабную эксплуатацию в 2010 г. Добыча газа (преимущественно метана) из Эрмановской свиты (N_1 eg) в объеме до 800 тыс. м³/сут на Кшукском ГКМ сопровождается существенным обводнением (до 40% вес.), на Н-Квакчикском добыча осуществляется из Утхолокской свиты (P_3 ut олигоцен) в объеме до 1100 тыс. м³/сут, сопровождается увеличением доли конденсата (до 3% вес) и воды (до 1% вес) [1].

Широкое распространение метана в составе геотермальных и вулканических газов в активной вулканической зоне Камчатки (Мутновский геотермальный район, Узон-Гейзерная кальдера, Авачинско-Корякский вулканогенный бассейн, Кошелевский вулканический массив) приводит к вопросу о происхождении метана и условиях его накопления в вулканогенных бассейнах, что важно как с точки зрения поисков продуктивных газовых залежей для газоснабжения г. Петропавловска-Камчатского, так и для понимания механизма генерации метана в условиях постоянной вулканической деятельности, сопровождающейся внедрением магматических тел (даек и силлов) во вмещающие вулканогенные бассейны. Естественный механизм генерации метана за счет гидроразрыва при магматической деятельности может также служить аналогом для оценки технологий по генерации сланцевого газа и нефти, активно использующихся в последнее время.

Условия формирования и характеристики газонефтяных месторождений Японии

Газонефтяные месторождения Японии формируются в сходных условиях с камчатскими, поэтому они рассматриваются как наиболее близкие аналоги. Основные запасы нефти и газа в Японии находятся на месторождениях: Minami-Nagaoka (годовая добыча – 1,308 млрд м³ газа, 0,179 млн тонн нефти), Yufutsu (0,241 млрд м³ газа, 0,512 млн тонн нефти), Katakai (0,395 млрд м³ газа, 0,036 млн тонн нефти), Higashi-Niigata (0,194 млрд м³ газа, 0,057 млн тонн нефти), Iwafune-Oki (0,190 млрд м³/год газа, 0,107 млн тонн нефти) [2]. Добыча природного газа в Японии составляла около 1,89 млрд м³ в год в период 1980–1989 гг., в 1990 г возросла до 5,67 млрд м³ в год, затем колебалась от 4,86 до 6,08 млрд м³ в год в период 1970–2011 гг. с тенденцией постепенного снижения. Разведанные запасы свободного газа в Японии составляют 20,9 млрд м³ (2011 г.). Значительные запасы нефти и природного газа предполагаются на шельфе вблизи берегов Японии, но дороговизна и трудности в проведении геолого-разведочных работ препятствуют их использованию. Тем не менее на острове Садо (в 50 км к западу от г. Ниигата) обнаружена структура площадью около 100 км², благоприятная для формирования месторождений нефти и природного газа. Внутренняя добыча в Японии составляет 0,4% от общего импорта нефти и 3,1% от импорта природного газа.

В большинстве случаев отношения $^3\text{He}/^4\text{He}$ природного газа во внешних частях вулканических дуг минимальны $(1-4) \cdot 10^{-7}$ и сопоставимы с коэффициентами крупных газовых резервуаров в других частях мира, что свидетельствует о биогенном происхождении CH_4 . В противоположность этому $^3\text{He}/^4\text{He}$ из газовых резервуаров в формации зеленых туфов вдоль Японского моря значительно отличаются: высокие отношения наблюдаются для газов из вулканокластических резервуаров в более глубокой зоне, а низкие отношения наблюдаются в неглубоких резервуарах осадочных пород. Самое высокое отношение $^3\text{He}/^4\text{He}$ $(9,37 \pm 0,34) \cdot 10^{-6}$ соответствует максимальному значению в зоне субдукции. Для природных газов японских месторождений в целом наблюдается корреляция между отношениями $^3\text{He}/^4\text{He}$ и значениями $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$. Значения $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ при высоких отношениях $^3\text{He}/^4\text{He}$ достигают -35% , а значения при низких отношениях $^3\text{He}/^4\text{He}$ -75% . Соотношения между наблюдаемыми отношениями $^3\text{He}/^4\text{He}$ и значениями $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ дают основание предполагать, что газы, обогащенные CH_4 в вулканокластических резервуарах, представляют собой смесь газов из двух источников – магматических и биогенных. Образование газовых резервуаров с высокими значениями $^3\text{He}/^4\text{He}$ может быть связано с крупномасштабным подводным вулканизмом, имевшим место в середине миоцена. Предполагается, что выделение газов из вулканокластических пород произошло в процессе взаимодействия морская вода-порода при высокой температуре в подводных условиях в течение длительного периода [3].

Еще одним источником углеводородов для формирования газовых залежей в системе вулканических дуг (Японской, Курило-Камчатской) северо-западного сектора Тихого океана могут быть газогидраты. Отметим также, что данные рейсов научно-исследовательского судна «Вулканолог» 1981–1991 гг. в районе Курильских островов позволили обнаружить на шельфе у западного побережья о. Парамушир аномальную акустическую зону площадью в сотни км^2 , интерпретируемую как зону разгрузки свободного метана и аккумуляции газогидратов [4].

Геологические и газогидродинамические модели Кшукского и Нижне-Квакчикского газоконденсатных месторождений (ГКМ)

Геологические модели

Отсутствие связи между параметрами геофизических исследований скважин (кавернометрия, ПС, БМ, микрозондирование, ГК, акустические свойства) и фильтрационно-емкостными свойствами вызвано узким диапазоном изменения открытой пористости вулканогенно-осадочных пород (0,2–0,3) при широком диапазоне изменения проницаемости (0,1–1000 мД), осложняет диагностику газонасыщенных зон. Более эффективным является совмещение исходных глубинных сейсмических разрезов МОГТ 2D и их производных (атрибутов сейсмической записи, которые были рассчитаны в программном комплексе Petrel 2013) с геологическими разрезами, показывающими границы свит, интервалы газопродуктивности и газохроматографических аномалий. На разрезах (рис. 1) хорошо просматриваются особенности распределения газонасыщенных резервуаров: 1) повсеместное массивное распространение газонасыщенности в нижней части Этолонской свиты и в кровле подстилающих ее формаций; 2) окальное массивное распределение газонасыщенности в Эрмановской свите, форма газонасыщенного резервуара напоминает трубу, которая могла унаследовать геометрию каналов вулканического аппарата или гидротермальной системы. Восходящая циркуляция подтверждается также положительными аномалиями 3D распределения давления и температуры (102°C на абс. отм. -2500 м). Естественно предположить, что при восходящей циркуляции газонасыщенных флюидов газовой фазой заполняются более проницаемые резервуары в зонах восходящих потоков. Сквозная циркуляция газонасыщенных флюидов подтверждается однородным изотопным составом $\delta^{13}\text{C}$ метана (-38% – $-36,9\%$), этана ($-25,8\%$ – $-25,6\%$) и CO_2 ($-33,1\%$ – $30,7\%$) в диапазоне глубин -1100 – -2500 м абс.), что характерно для газогенерации метана в зонах повышенных температур (В.Ю. Лаврушин, 2014, личн. сообщение). Доля потенциально газонасыщенных резервуаров (определенных по сейсмическому атрибуту Variance) в общем объеме Этолонского целевого горизонта составляет от 5,4% до 15,7% при площади около 40 км^2 .

Газогидродинамическое моделирование истории эксплуатации

Методика моделирования

При газогидродинамическом моделировании используется программа TOUGH2 с модулем состояния EWASG [5]. Модуль состояния флюида EWASG (Water-Salt-Gas) разработан для мо-

делирования резервуаров, насыщенных минерализованными флюидами и неконденсирующимися газами (включая CH_4). Растворение газов в водной фазе описывается законом Генри с коэффициентами, зависящими от температуры и минерализации водной фазы (растворимость газов при увеличении минерализации снижается). Учитывается зависимость плотности раствора, энтальпии, вязкости и давления пара от минерализации, а также эффект понижения давления насыщения, связанный с капиллярными и адсорбционными эффектами.

В связи с «двойной проницаемостью» газоносной залежи использована известная в гидродинамике «схема с перетеканием», включающая два слоя: 1-й слой – это продуктивный газонасыщенный резервуар (туфопесчаники, их объемная доля 5–15%), 2-й слой – это низкопроницаемые водовмещающие породы с высокой емкостью (туфоаргиллиты). Объемная доля «газового слоя» задана 5%. Для сборки модели и моделирования использованы PetroSim v.5.0 и iTOUGH2-EOS14 (EWASG), для воспроизведения истории эксплуатации (обводнения) использована осесимметричная модель (радиус 2 км) с обобщенными параметрами и суммарным расходом, заданным в центре «большого колодца». Функции относительной проницаемости – по Гранту с остаточным газонасыщением 0,05 и остаточным водонасыщением 0,3, капиллярные эффекты учитываются линейной функцией с параметрами $CP_{\max} = 0,1$ бар и параметрами $A = 0,25$, $B = 0,6$.

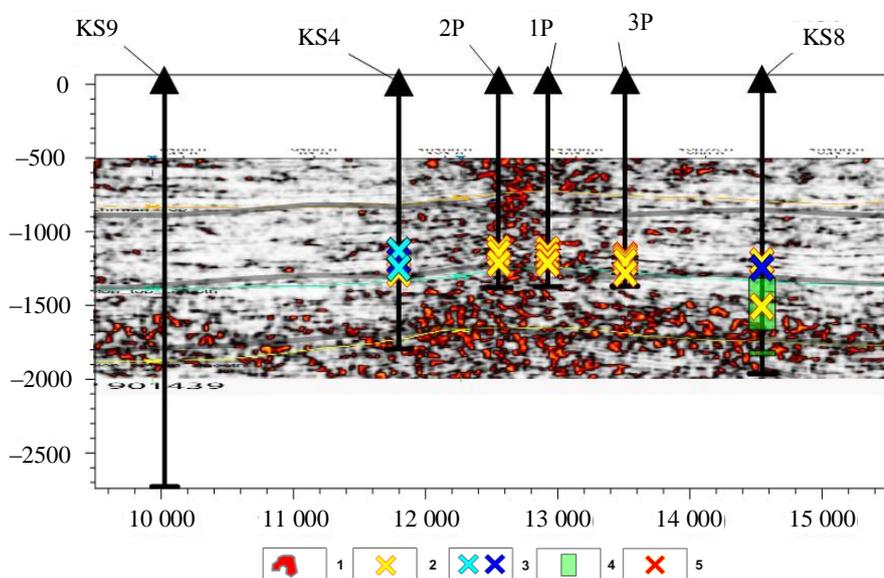


Рис. 1. Совмещение фрагмента геологического разреза с сейсмическим профилем.

Верхний слой соответствует Эрмановской свите, нижний – Этолонской свите. Условные обозначения:
 1 – участки аномальных значений атрибута Variance, предположительно связанные с зонами газонасыщения;
 2 – продуктивные газоносные интервалы; 3 – притоки газоводяной смеси и воды; 4 – интервалы газохроматографических аномалий; 5 – интервалы газохроматографических аномалий, совмещенных с проницаемыми зонами, установленными по данным изучения керна и шлама [1]

Киужский ГКМ

Газоносная залежь делится на два резервуара, заданных на модели в виде двух слоев: газопродуктивный резервуар мощностью 26 м и водонасыщенный резервуар также с мощностью 26 м, но с коэффициентом увеличения объема 20, что соответствует мощности водовмещающих пород Эрмановской свиты в целом. Начальные условия и газогидродинамические параметры модели заданы по данным испытаний скважин: газонасыщенный резервуар – давление 127 бар, температура 60°C, газонасыщение 0,44, пористость 0,12 и проницаемость 130 мД; водонасыщенный резервуар – давление 129 бар, пористость 0,3, сжимаемость 10^{-7} Па⁻¹. Параметризация модели: в качестве наблюдаемых данных для калибровки модели использованы суммарные среднемесячные расходы водной фазы из добычных скважин и пластовые давления, приведенные к отметке середины модельного продуктивного горизонта.

Инверсионное iTOUGH2-EOS14 (EWASG) [6] моделирование истории эксплуатации 1998–2013 гг. показывает, что основными параметрами, контролирующим притоки воды в продуктивный газонасыщенный резервуар, являются проницаемость вмещающего водонасыщенно-

го комплекса и соотношение объемов продуктивного газонасыщенного резервуара и вмещающего водонасыщенного комплекса. По результатам моделирования проницаемость вмещающих формаций оценивается 1,1 мД.

Нижне-Квакчикский ГКМ

Газоносная залежь делится на два резервуара, заданных на модели в виде двух слоев: газопродуктивный резервуар мощностью 33 м (абс. отм. кровли –2360 м) и водонасыщенный резервуар также с мощностью 33 м, но с коэффициентом увеличения объема 20, что соответствует мощности водовмещающих пород Утхолокской свиты в целом.

Начальные условия и газогидродинамические параметры модели заданы по данным испытаний скважин: газонасыщенный резервуар – давление 257 бар, температура 98°C, газонасыщение 0,45, пористость 0,21 и проницаемость 30 мД; водонасыщенный резервуар – давление 129 бар, пористость 0,3, сжимаемость 10^{-10} Па⁻¹. Параметризация модели: в качестве наблюдаемых данных для калибровки модели использованы суммарные среднемесячные расходы водной фазы из добычных скважин и пластовые давления, приведенные к отметке середины модельного продуктивного горизонта.

Инверсионное iTOUGH2-EOS14 (EWASG)-моделирование истории эксплуатации 2011–2013 гг. показывает, что основными параметрами, контролирующими притоки воды в продуктивный газонасыщенный резервуар, являются проницаемость вмещающего водонасыщенного комплекса и соотношение объемов продуктивного газонасыщенного резервуара и вмещающего водонасыщенного комплекса. По результатам моделирования проницаемость вмещающих формаций оценивается 0,09 мД.

Решение обратных задач с использованием модуля TMVOC [7] позволяет учесть при моделировании наличие конденсата, летучего органического соединения (VOC – volatile organic chemicals), находящегося при температуре ниже критической, то есть способного находиться как в жидкой, так и в газообразной фазах в пластовых условиях. Для воспроизведения этих условий модель была преобразована для описания трехфазного (газ, вода, VOC (конденсат)), трехкомпонентного (вода, метан, VOC (конденсат)) флюида. Физические свойства VOC (конденсат) были определены близкими к стандартному бензину (в том числе критическая температура 562,2°C, критическое давление 48,2 бар, молекулярный вес 78,1 г/моль, референсная плотность 885 кг/м³). Относительные проницаемости фаз были заданы по модифицированным формулам Стоунза со следующими параметрами остаточных насыщений фаз: 0,1 (вода), 0,0 (VOC (конденсат)) и 0,01 (газ).

После этого с модулем TMVOC просчитана история эксплуатации Нижне-Квакчикского ГКМ с различными начальными насыщениями водной фазы и нефтяной фазы (конденсата). В результате получено, что вариант с начальным заполнением порового пространства конденсатом на 17% в наилучшей степени воспроизводит наблюдаемое соотношение газа и конденсата в процессе эксплуатации. Значит, содержание конденсата в залежи может значительно превышать его долю в продукции на устье добычных скважин на начальном этапе эксплуатации (которая составляет в массовом выражении не более 2,5%).

Водно-метановые резервуары Авачинско-Корякского вулканогенного бассейна

Гидрогеологическая стратификация

Авачинско-Корякский вулканогенный бассейн площадью 2530 км² включает пять четвертичных вулканов (два из которых Авачинский (2750 м абс.) и Корякский 3456 (м абс.) активны), суббассейны вулканогенно-осадочных неоген-четвертичных отложений мощностью до 1,4 км (рис. 2). Бассейн расположен в депрессии, сформированной в верхней части фундамента мелового возраста, характеризующейся низким температурным градиентом 24°/км. Фундамент бассейна сложен верхнемеловыми отложениями K₂, которые представлены метаморфическими породами с низкой пористостью и проницаемостью в целом, однако присутствуют локальные зоны трещиноватости, из которых при испытании скважин получены притоки воды с дебитами до 6 кг/с в интервале глубин 1438–1490 м (скв. Е1) [8]. Неоген-нижнечетвертичный водоносный комплекс сложен пирокластическими и вулканогенно-осадочными образованиями. Значения пористости довольно высокие: 0,36÷0,48, удельные дебиты скважин до 0,01 л/(с·м) (скв. ГК-1, Пиначевская). Водоносный комплекс Пиначевского экстрезивного массива Q₁₋₂ сложен экстрезивия-

ми андезитов и риолитов и включает жерловые образования андезитов, дацитов и риолитов (мощность > 200–500 м). По данным лабораторных исследований, пористость 0,12, проницаемость 24 мД. Вложенный артезианско-вулканогенный бассейн (АВБ) включает водоносный комплекс водно-ледниковых образований: голоценовые аллювиальные отложения, верхнеплейстоцен-голоценовый морской и аллювиально-морской горизонты, верхнеплейстоценовый ледниковый и водно-ледниковый комплекс, водоносный голоценовый пролювиальный и делювиально-пролювиальный комплекс. По данным опробования скважин Быстринского месторождения подземных вод, диапазон проницаемости от 10 до 3000 мД. Корякский и Авачинский вулканы (Q_{3-4}), сложенные андезибазальтами и базальтами, формируют область питания подземных вод вулканогенного бассейна [9, 10].

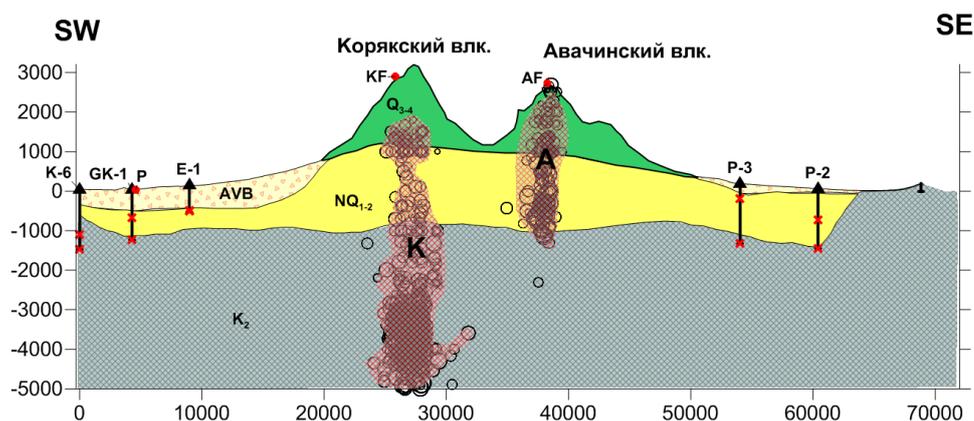


Рис. 2. Геологический разрез Авачинско-Корякского вулканогенного бассейна по линии с юго-запада на юго-восток. На разрезе показаны скважины с зонами притока метановых вод, геометрия магматических питающих систем вулканов (резервуаров К и А) показана перекрестной штриховкой. Кружки – гипоцентры локальных землетрясений 2009 г. (КФ ГС РАН)

Характеристика магматических питающих систем вулканов

Средний расход активных вулканов Корякского и Авачинского за время их существования оценивается в 80 и 150 кг/с соответственно [11]. По сейсмическим данным (2009 г., КФ ГС РАН), координаты землетрясений приурочены к двум резервуарам: резервуар «А», центрированный в конусе вулкана Авачинский в диапазоне глубин $-1,5 \div +2,5$ км абс., имеющий поперечник около 2 км; и резервуар «К» в постройке вулкана Корякский в диапазоне глубин $-6,0 \div +2,0$ км абс., характеризующийся горизонтальными размерами 15×3 км и простирающимся в субмеридиональном направлении. Указанные резервуары характеризуются повышенной проницаемостью и температурой, так как трассируют зоны гидроразрыва при внедрении магмы, питающей Корякский и Авачинский вулканы.

Условия водного питания и разгрузки в вулканогенном бассейне

Интервалы опробования глубоких скважин, вскрывших фундамент Корякско-Авачинского бассейна (K_2 , P_3-N_1) характеризуются химическим составом, соответствующим разбавлению океанической седиментационной воды за счет инфильтрации метеорных вод. Это Cl-Na воды с незначительными содержаниями HCO_3 , Ca, Mg и SO_4 . По газовому составу флюиды фундамента вулканического основания (кроме северного склона Корякского вулкана) характеризуются повсеместным распространением метана (около 70 об.%), обнаруженного в скважинах на Радыгинской площади (скв. P3), скважинах Кеткинского геотермального месторождения (К1 и др.), по юго-восточной периферии Пиначевского экструзивного массива (скв. GK1, Пиначевские источники) и к юго-западу от Корякского вулкана (скв. E1). Наиболее ярким примером является скв. P3, вскрывшая в интервале глубин 366–455 м газовую залежь под давлением 24,2 бар. При опробовании этой скважины после углубления в полном интервале 366–1503 м получена продукция 3,2 кг/с воды и 4,0 л/с газа при температуре излива $18^\circ C$.

Изотопный состав углерода $\delta^{13}C$ в CO_2 в пробах свободного газа источников на северном склоне Корякского вулкана (Корякских нарзанов и Изотовских), находится в диапазоне

$-9,0 \div -6,9$ ‰, то есть в диапазоне Корякских и Авачинских фумарол (см. ниже), что указывает на магматическое происхождение CO_2 в вышеупомянутых источниках. По изотопному составу углерода $\delta^{13}\text{C}$ в CH_4 в пробах свободного газа метановые скважины Кеткинского геотермального месторождения (К1, $\delta^{13}\text{C} = -34$ ‰) и Радыгинской площади (РЗ, $\delta^{13}\text{C} = -61$ ‰) значительно отличаются. Газ из скважины К1 формируется в более высокотемпературных условиях, чем газ из скважины РЗ, где значительная доля метана является «болотным метаном» микробиологического происхождения. Интересно, что газ из скважин газоконденсатных месторождений на западе Камчатки также находится в этом диапазоне (Нижне-Квакчикское $-36,9 \div -38$ ‰, Кшукское $-43,1$ ‰) (В.Ю. Лаврушин, личн. сообщ., 2014 г.).

Возможно, что обогащение вулканогенного бассейна метаном происходит в результате термического и геомеханического воздействия в зонах внедрения магмы, питающей Корякский и Авачинский вулканы (резервуары К и А), на вмещающие вулканогенно-осадочные породы, содержащие органическое вещество разнообразного происхождения. Тем не менее низкие значения $\delta^{13}\text{C}(\text{CO}_2)$ ($-49,7 \div -16,8$ ‰) в метановых скважинах показывают, что значительная доля CO_2 здесь немагматического происхождения и парагенетически связана с метаном.

Химический и изотопный состав вулканических газов из фумарол Авачинского и Корякского вулканов описан Ю.А. Тараном [12]: эти газы характеризуются диапазоном изотопного состава, отражающим смесь воды магматического и метеорного происхождения, магматического CO_2 (-58 ‰ $< \delta\text{D} < -30$ ‰, $-0,1$ ‰ $< \delta^{18}\text{O} < +7$ ‰, $-11,8 < \delta^{13}\text{C} < -5,2$), высокая концентрация метана (до $0,3\text{--}0,6$ ммоль/моль) указывает на его приток из водно-метановых бассейнов в фундаменте вулканов.

Чувствительность термоминеральных источников и гидрогеологических скважин к сейсмическим событиям

Непрерывные наблюдения на Пиначевских источниках начались в 1977 г. Измерения проводились каждые 3 дня и включали: регистрацию атмосферного давления и температуры, расхода и температуры источников, отбор проб для газогидрохимического анализа. Установлено, что сильные землетрясения на юго-востоке Камчатки индуцировали следующие изменения в параметрах Пиначевских источников: увеличение расхода и температуры, минерализации и концентрации метана [13]. Одновременная постсейсмическая реакция по температуре и по метану указывает на гидравлическую связь водно-метановых резервуаров с питающими магматическими системами.

Гидродинамическое моделирование Авачинско-Корякского бассейна

Гидродинамическое моделирование выполнено для Авачинско-Корякского вулканогенного бассейна в целом [10]. Калибровка модели осуществлялась методом инверсионного моделирования iTOUGH2-EOS9 (модуль состояния EOS9 позволяет воспроизводить условия неполного водонасыщения, характерные для конусов вулканических построек) по воспроизведению гидродинамического состояния на время 5000 лет в Авачинско-Корякском вулканогенном бассейне. Для калибровки модели использованы данные по уровням грунтовых вод в 13 глубоких скважинах, которые пересчитаны по гидростатическим формулам на значения давлений в центрах соответствующих элементов модели. В результате инверсионного моделирования выполнена оценка расхода инфильтрационного питания через вулканические постройки, проницаемости АБВ и сжимаемости неоген-нижнечетвертичного комплекса. Аномально низкие значения давления в скважине Р2 привели к более высоким оценкам сжимаемости неоген-нижнечетвертичного комплекса в области соответствующей скважины ($6,7 \cdot 10^{-6} \text{Pa}^{-1}$), что может свидетельствовать о локальной газонасыщенности бассейна. Суммарный расход инфильтрационного питания (Корякский и Авачинский вулканы) оценивается в 5880 кг/с, проницаемость АБВ $-2,0 \div 3,0$ Д.

Водно-метановые резервуары Авачинско-Корякского вулканогенного бассейна

Энергетический потенциал магматических очагов Авачинского и Корякского вулканов может быть дополнен прилегающими водно-метановыми резервуарами, которые обнаружены в фундаменте вулканических построек (см. рис. 2).

Водно-метановые резервуары вскрыты скважинами в неоген-нижнечетвертичных и меловых породах к юго-востоку от Авачинского вулкана (скважины РЗ и Р2) и в юго-западу от Корякского вулкана в зоне, прилегающей к Пиначевским экстрезиям (ГК1, Е1, К1, К6, К8). Полученные

по данным гидродинамического моделирования повышенные значения сжимаемости могут отражать локальные условия газонасыщения. Чувствительность термоминеральных источников и скважин к сейсмическим событиям с постсейсмическим увеличением расходов, температуры, минерализации воды и концентрации метана указывает на гидравлическую связь между зоной внедрения магмы, питающей Корякский и Авачинский вулканы, с прилегающими гидротермальными системами и водно-метановыми резервуарами. Эти резервуары могли быть сформированы в результате гидромеханических и термических воздействий при внедрении магмы, питающей вулканы (резервуары К и А), с вмещающими вулканогенно-осадочными породами фундамента, содержащими органическое вещество различного происхождения.

Площадь потенциального накопления метана оценивается как $\sim 650 \text{ км}^2$ (см. рис. 2), по крайней мере 15% вышеуказанной площади доступны для бурения, следовательно, значительные ресурсы газа являются извлекаемыми.

Прогнозное моделирование эксплуатации водно-метановой залежи

Сборка модели

Для анализа факторов, влияющих на устойчивость эксплуатации, рассматривается упрощенная модель газовой залежи, площадью 1 км^2 . Параметры резервуара задаются по аналогии с данными Кшукского и Нижне-Квакчикского ГКМ. Добычная скважина на модели задается с постоянным расходом Q_w от 2 до 10 кг/с со сроком эксплуатации 10 лет.

Сборка модели осуществляется с помощью препроцессора PetroSim v. 5.3. Геометрия модели определяется в виде параллелепипеда с горизонтальными размерами $1 \times 1 \text{ км}^2$ и вертикальной мощностью 90 м (рис. 3). Модель делится на два слоя: газонасыщенный и водонасыщенный, мощностью по 45 м каждый. Для создания вычислительной сетки был использован метод полигональных ячеек. Для варианта с одиночной добычной скважиной в центре число элементов модели составляет 750. Начальные условия: двухфазное состояние, давление 150 бар, температура 50°C , газонасыщение (метан) 0,6.

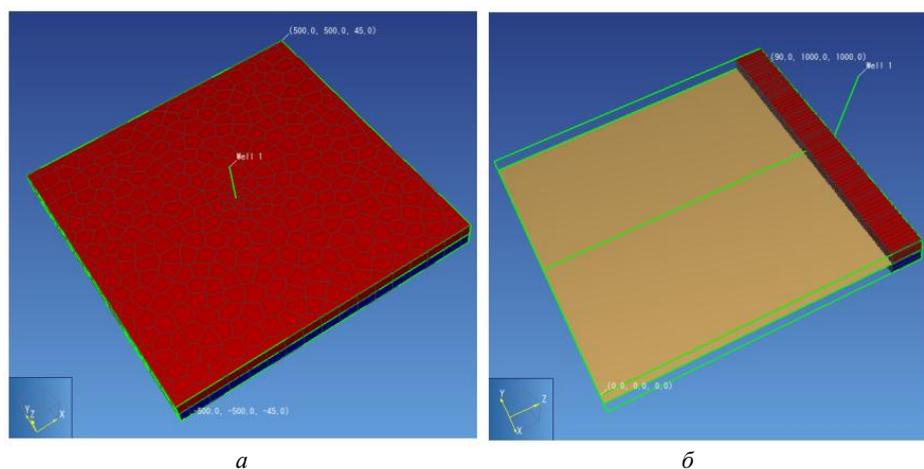


Рис. 3. Геометрия модели для исследования эксплуатации водно-метановых резервуаров:
а – вариант с одиночной вертикальной скважиной, б – вариант с одиночной наклонной скважиной

Для описания ситуации, когда газовая залежь фрагментирована и ее отдельные фрагменты распределены сложным образом внутри водовмещающего комплекса, в модели задается $g = 0$ (ускорение свободного падения), то есть перетоки между газовым и водным резервуарами рассматриваются в горизонтальной плоскости. Соотношение объемов газового и водного резервуаров контролируются с помощью параметра «Volume Factor» (VF), применяемого к элементам водного резервуара. В качестве модуля состояния использован «EWASG».

Газовый резервуар задается со следующими параметрами: минеральная плотность горных пород 2650 кг/м^3 , пористость – 0,122, проницаемость 161 мД, теплопроводность – $2,1 \text{ Вт/м}^\circ\text{C}$, удельная теплоемкость $1000 \text{ Дж/кг}^\circ\text{C}$, относительная проницаемость по функции Кори с остаточной насыщенностью по воде $S_w = 0,3$, по газу $S_g = 0,05$, сжимаемость резервуара 10^{-8} Па^{-1} .

Водный резервуар: плотность горных пород 2650 кг/м^3 , пористость $0,3$, проницаемость $k_w = 0,01 \text{ мД}$, теплопроводность $2,1 \text{ В/м}^\circ\text{С}$, удельная теплоемкость $1000 \text{ Дж/кг}^\circ\text{С}$, относительная проницаемость по функции Кори, с остаточной насыщенностью по воде $S_w = 0,9$, по газу $S_g = 0,05$, сжимаемость 10^{-8} Па^{-1} .

Анализ чувствительности модели к параметрам водовмещающего комплекса и условиям разработки

Для анализа чувствительности результатов моделирования от проницаемости и сжимаемости вмещающего водоносного комплекса (k_w), соотношения объемов водонасыщенного и газонасыщенного резервуаров (VF), расхода добычной скважины (Q_w) просчитаны варианты с одиночной добычной скважиной в центре и с горизонтальными скважинами. При этом проницаемость водовмещающего комплекса изменялась в диапазоне от $0,01$ до 50 мД , соотношение объемов водонасыщенного и газонасыщенного резервуаров (VF) – в диапазоне от 1 до 50 , расход добычной скважины – от 2 до 10 кг/с .

Варианты моделирования с одиночной вертикальной скважиной в центре

С параметрами, указанными выше (с. 30–31), просчитано 24 варианта. При $Q_w = 2 \text{ кг/с}$, $VF = 20$ и уменьшении k_w от 50 мД до $0,01 \text{ мД}$ накопленная за 10 лет добыча увеличивается от 213 до 328 млн м^3 газа. При $Q_w = 10 \text{ кг/с}$, $VF = 20$ и уменьшении k_w от 50 мД до $0,1 \text{ мД}$ накопленная за 10 лет добыча увеличивается от 257 до 324 млн м^3 газа. При $k_w = 0,1 \text{ мД}$ сроки эксплуатации сокращаются до $0,7$ года. При фиксированном $k_w = 0,5 \text{ мД}$ и увеличении объемного фактора VF от 1 до 50 – накопленная за 10 лет добыча уменьшается (при расходе 2 кг/с – от 282 до 227 млн м^3 газа; при расходе 10 кг/с – от 324 до 264 млн м^3 газа). Результаты моделирования показывают также, что доля газа, добытого за счет дегазации водной фазы, в резервуаре составляет от $0,6\%$ до $6,5\%$.

Еще 8 вариантов для оценки зависимости продукции от сжимаемости C_w водонасыщенного резервуара (от 10^{-8} до $5 \cdot 10^{-5} \text{ Па}^{-1}$) просчитано с уточненными параметрами газового резервуара, так как по результатам лабораторных исследований Этолонский комплекс (вулканогенно-осадочных пород миоценового возраста) характеризуется повышенной проницаемостью 192 мД и открытой пористостью $0,255$. В результате моделирования при заданном расходе скважины 10 кг/с получено, что накопленная добыча газа составляет от 635 до 649 млн м^3 . При увеличении сжимаемости водовмещающего комплекса до $5 \cdot 10^{-5} \text{ Па}^{-1}$ сроки эксплуатации резко сокращаются.

Варианты моделирования с горизонтальными скважинами

Геометрия модели остается прежней, но вычислительная сетка для моделирования эксплуатации с горизонтальной добычной скважиной несколько отличается (см. рис. 3). Разбиение модели на полигоны осуществлялось в плоскости, перпендикулярной направлению горизонтальной скважины, общее число элементов модели составило 9050 .

Параметры модели и массовый расход продукции (10 кг/с) сохраняются такими же, как были определены в конце предыдущего подпункта. В диапазоне сжимаемости водонасыщенного комплекса от 10^{-10} до $5 \cdot 10^{-5} \text{ Па}^{-1}$ накопленная продукция составляет от $8,19$ до $8,77 \text{ млрд м}^3$ газа (рис. 4). При этом доля газа, добытого за счет дегазации водной фазы, в резервуаре достигает $15,2\%$ при низких значениях сжимаемости. Активное извлечение газовой фазы из резервуара осуществляется в течение первых $1,5$ – $3,5$ года, в дальнейшем при продолжении эксплуатации с заданным расходом продуцируется водная фаза с растворенным газом. Моделирование дополнительных вариантов показывает возможность длительной продукции водной фазы с растворенным газом (мас-

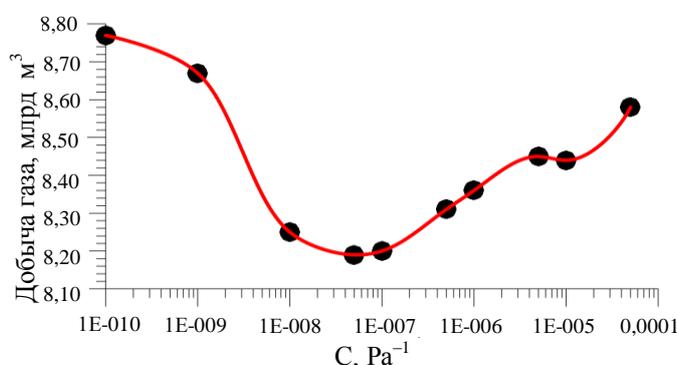


Рис. 4. Результаты моделирования эксплуатации горизонтальной скважины: зависимость накопленной продукции газа от сжимаемости водовмещающего комплекса ($C, \text{ Па}^{-1}$)

совая доля растворенного CH_4 при давлении 150 бар составляет $1,6 \cdot 10^3$ при значительном увеличении расхода водоотбора (до 50 кг/с) за счет сжимаемости водного резервуара.

Увеличение числа добычных скважин до двух не приводит к существенному увеличению продукции с рассматриваемого фрагмента газоносного продуктивного резервуара: накопленная продукция составляет от 8,28 до 9,00 млрд м^3 газа.

Заключение

1. Установлено, что водно-метановые резервуары западной Камчатки приурочены к вулканогенно-осадочным породам неогенового возраста, характеризующимся высокой пористостью и двойной проницаемостью, при этом газовые скопления формируются в зонах повышенной проницаемости (туфопесчаники), в то время как низкопроницаемые зоны (туфоаргиллиты) насыщены водой. Анализ геолого-геофизических разрезов, распределений температуры и давления по Кшукскому и Нижне-Квакчикскому ГКМ показывает циркуляционный режим формирования газовых залежей с перераспределением газа по трубкам восходящих геофлюидных потоков. Объемная доля газонасыщенных зон оценивается 5–15%.

2. Предложена геофильтрационная схема, позволяющая описывать двухфазные водно-метановые резервуары сложного строения с использованием TOUGH2-EWASG-моделирования как двухслойную систему (газонасыщенный и водонасыщенный слой) с эффективными параметрами. Указанная модель описывает историю обводнения в процессе эксплуатации Кшукского ГКМ (1998–2013 гг.), инверсионное iTOUGH2-EWASG-моделирование показывает, что ключевыми модельными параметрами являются соотношение газонасыщенного/водонасыщенного объемов резервуара, проницаемость и сжимаемость водовмещающих пород.

3. TOUGH2-TMVOС-моделирование истории эксплуатации Нижне-Квакчикского ГКМ с различными начальными насыщениями водной и нефтяной фазы (конденсата) показывает, что содержание конденсата в залежи 17% может значительно превышать его долю в продукции на устье добычных скважин на начальном этапе эксплуатации (которая составляла в массовом выражении не более 2,5% в 2013 г.

4. Выполнено прогнозное TOUGH2-EWASG-моделирование эксплуатации фрагмента водно-метанового резервуара (мощность газового резервуара 45 м, мощность водяного резервуара 45 м с объемным фактором от 1 до 50), с параметрами соответствующими условиям Этолонской свиты N_{1et} (Кшукское и Нижне-Квакчикское ГКМ). Показана возможность добычи от 0,6 до 9 млрд м^3 газа с 1 км^2 . Доля газа, добываемого за счет дегазации водной фазы, достигает 15%.

5. Зоны внедрения магмы, питающей Корякский и Авачинский вулканы, фиксирующиеся по микросейсмическим данным в диапазоне глубин $-6,0 \div +2,0$ км абс. и $-1,5 \div +2,5$ км абс., соответственно сопряжены с водно-метановыми резервуарами, которые примыкают к магматическим резервуарам вулканов с юго-востока и юго-запада, площадь потенциального накопления метана со значительными газовыми ресурсами оценивается в $\sim 650 \text{ км}^2$. Формирование газовых залежей под вулканами может происходить в результате геомеханического и термического воздействия магмы на вмещающие вулканогенно-осадочные породы, содержащие органическое вещество различного происхождения.

Необходимо продолжение исследования возможностей продукции из водно-метановых резервуаров областей современного вулканизма с учетом их значительных размеров и подпитывания восходящими газонасыщенными потоками.

Авторы выражают признательность гл. геологу ОАО «Камчатгазпром» В.П. Складу и гл. специалисту геологического отдела ОАО «Камчатгазпром» Л.К. Москалеву – за помощь в подготовке исходных данных и интерпретацию результатов моделирования, С.В. Шиманскому и В.Ю. Лаврушину – за консультации по интерпретации сейсмических и газогидрохимических данных. Исследования осуществлялись при поддержке РФФИ по проекту 12-05-00125-а.

Литература

1. Построение детальных геологических моделей строения перспективных объектов на лицензионной территории ОАО «Камчатгазпром» / А.В. Кирюхин, С.В. Попруженко, С.В. Шиманский, П.О. Воронин, Н.А. Афанасьева / Научно-исследовательские работы по договору № 94 от 15 мая 2013 г. – ТФИ, 2014. – 201 с.

2. Origin of natural gas of dissolved-in-water type in Japan / H. Wakita, Y. Sano, A. Urabe, Y. Nakamura. – URL: <http://ajw.asahi.com/article/economy/business/AJ201304160103> (по данным на 2011 г.)

3. Inferred from chemical and isotopic compositions: Occurrence of dissolved gas of thermogenic origin / H. Wakita, Y. Sano, A. Urabe, Y. Nakamura // *Chemical Geology*. – 2009. – Vol. 264, № 1. – P. 221–231.

4. *Авдейко Г.П., Гавриленко Г.П., Бондаренко В.И.* Подводная гидротермальная активность на северо-западном склоне о. Парамушир // *Вулканонология и сейсмология*. – 1984. – № 6. – С. 66–81.

5. *Pruess K., Oldenburg C., Moridis G.* TOUGH2 User's Guide, Version 2.0. Rep. LBNL-43134, Lawrence Berkeley Natl. Lab., Berkeley, California. 1999.

6. *Finsterle S.* iTOUGH2 User's Guide. Rep. LBNL-40040, Lawrence Berkeley Natl. Lab., Berkeley, California. 1999.

7. *Pruess K., Battistelli A.* TMVOC, A Numerical Simulator for Three-Phase Non-Isothermal Flows of Multicomponent Hydrocarbon Mixtures in Saturated-Unsaturated Heterogeneous Media. Rep. LBNL-49375, Lawrence Berkeley Natl. Lab., Berkeley, California. 2002.

8. *Поздеев А.И.* Углеродородная газогенерация Авачинской депрессии, ее перспективы и связь с сейсмичностью // *Вулканонология и сейсмология*. – 2003. – № 6. – С. 44–54.

9. *Кирюхин А.В., Кирюхин В.А., Манухин Ю.Ф.* Гидрогеология вулканогенов. – СПб.: Наука, 2010. – 395 с.

10. 3D термогидродинамическое моделирование Корякско-Авачинского вулканогенного бассейна / А.В. Кирюхин, Е.В. Черных, Т.В. Рычкова, Ю.Ф. Манухин, Е.О. Дубинина // *Проблемы комплексного геофизического мониторинга Дальнего Востока России: сб. докладов III науч.-техн. конф. (9–15 октября 2011 г.)*. – Петропавловск-Камчатский, 2011. – С. 312–316.

11. *Федотов С.А.* Магматические питающие системы и механизм извержений вулканов. – М.: Наука, 2006. – 456 с.

12. Fumarolic activity of Avachinsky and Koryaksky volcanoes, Kamchatka, from 1993 to 1994 / Y.A. Taran, C.B. Connor, V.N. Shapar, A.A. Ovsyannikov, A.A. Bilichenko // *Bull Volcanol.* – 1997. – Vol. 58. – P. 441–448.

13. *Хаткевич Ю.М., Рябинин Г.В.* Гидрогеохимические исследования на Камчатке в связи с поиском предвестников землетрясений // *Вулканонология и сейсмология*. – 2006. – № 4. – С. 34–42.

УДК 621.396.676

Д.В. Ковалёв¹, Ю.В. Кусуткин¹, В.П. Сивоконь^{1,2}

¹ Камчатский государственный технический университет,
Петропавловск-Камчатский, 683003;

² Институт космофизических исследований и распространения радиоволн ДВО РАН,
п. Паратунка, Камчатский край, 684034
e-mail: vsivokon@mail.ru

О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАМАТЕРИАЛОВ В СУДОВЫХ АНТЕННАХ

Исследуются возможности применения метаматериалов в судовых антеннах радиотехнических систем с целью уменьшения их линейных размеров и повышения эффективности.

Ключевые слова: метаматериалы, антенны.

D.V. Kovalev¹, J.V. Kusutkin¹, V.P. Sivokon^{1,2} (¹Kamchatka State Technical University, Petropavlovsk-Kamchatsky, 683003; ²Institute of Cosmophysical Research and Radiowave Propagation, Far East Division, Russian Academy of Sciences, Paratunka, Kamchatka, 684034) **Possibility of metamaterials application in shipboard antennas**

We studied possibilities of metamaterials application in shipboard antennas of radio engineering systems for the purpose of reduction of their linear dimensions and effectiveness increase.

Key words: metamaterials, antennas.

DOI: 10.17217/2079-0333-2015-31-33-36