Modeling Hydrothermal Circulation During Formation of the Oil and Gas Deposits in Volcanogenic Structures

A. Kiryukhin* (Volcanology & Seismology Institute FEB RAS), P.O. Voronin (Institute of Volcanology & Seismology FEB RAS), O.O. Usacheva (Institute of Volcanology & Seismology FEB RAS)

SUMMARY

TOUGH2/TOUGHREACT modeling used to reproduce possible hydrothermal circulation regimes during formation of oil volcanogenic reservoirs (Rogozhnikovskiy oil rhyolite reservoir (West Siberia) and White Tiger oil granite reservoir (Vietnam)) and water-methane deposits in volcanogenic-sedimentary basins (Kshuisky (West Kamchatka) and Koryaksky-Avachinsky volcanogenic basin (East Kamchatka)). Mutnovsky hydrothermal system used as a referenced example.

Моделирование гидротермальной циркуляции при формировании нефте-газовых месторождений в вулканогенных структурах

А.В. Кирюхин* (Институт вулканологии и сейсмологии ДВО РАН), П.О. Воронин (Институт вулканологии и сейсмологии ДВО РАН), О.О. Усачева (Институт вулканологии и сейсмологии ДВО РАН)

Введение

С использованием TOUGH2/TOUGHREACT моделирования рассматриваются возможные режимы гидротермальной циркуляции при формировании нефтяных вулканогенных резервуаров (на примере Рогожниковского нефтяного риолитового резервуара (Зап. Сибирь), нефтяного резервуара в гранитах Белый Тигр (Вьетнам)) и водно-метановых залежей в вулканогенных бассейнах (на примере Кшукского месторождения (Зап. Камчатка) и Корякско-Авачинского вулканогенного бассейна (Камчатка)). Мутновская гидротермальная система используется в качестве референсного эталона.

Рогожниковский нефтяной вулканогенный резервуар

Механизм образования продуктивных резервуаров в риолитах рассматривается на примере Рогожниковского вулканогенного нефтяного резервуара (Зап. Сибирь) и объясняется в терминах TOUGHREACT-моделирования (Xu et al, 2006) длительной гидротермальной циркуляцией с химическим взаимодействием вода-порода, что приводит к увеличению проницаемости-пористости вдоль высокотемпературных потоков и заканчивается окончательным samozапечатыванием сформированного продуктивного резервуара (Кирюхин и др., 2013). Наблюдаемые в настоящее время давление, температура, фазовые условия, распределение проницаемости-пористости, химический состав флюидов и предполагаемый минеральный состав начальной породы (вулканическое стекло) используются как исходные данные для последующего TOUGHREACT-моделирования. Моделирование Рогожниковского резервуара на упрощенной прямоугольной модели $500 \times 500 \times 400$ м³, состоящей из 100 элементов, показывают, что длительная гидротермальная циркуляция приводит к увеличению пористости (x 2.64) и проницаемости (x 50) благодаря замещению исходного вулканического стекла кварцем, альбитом и К-полевым шпатом; ранняя стадия гидротермальной циркуляции (<10 тыс лет) отмечается кипением и значительным падением давления, а заключительная стадия характеризуется значительным отложением кальцита в основании восходящего потока, после чего происходит samozапечатывание резервуара. Это показывает возможность образования продуктивных резервуаров благодаря преобразованию исходного минерального состава в риолитах, вызванному гидротермальной циркуляцией, обнаруживают условия кратковременного падения давления на ранней стадии формирования резервуара (что благоприятно для привлечения нефти и рудообразующих флюидов в резервуар). Samozапечатывание резервуара на последней стадии гидротермальной циркуляции благоприятно для аккумуляции и удерживания флюидов в продуктивном резервуаре и формирования месторождений полезных ископаемых. Для более детального анализа Рогожниковского нефтяного резервуара разработана 3D TOUGHREACT модель, описывающая его реальную геометрию в области размерами 5.5×6 км², состоящая из 672 активных элементов. В этой модели гидротермальная проработка резервуара рассматривается при расходе восходящего потока теплоносителя 720 кг/с и энтальпии 1530 кДж/кг (320°C) на интервале времени 0-2 млн. лет. Результаты моделирования в целом подтверждают полученный ранее на упрощенной модели механизм образования продуктивных резервуаров в вулканогенных породах риолитового состава, закономерности изменения эволюции термогидродинамического режима, фильтрационно-емкостных свойств и ассоциаций вторичных гидротермальных минералов (рис. 1).

модели размерами 1 км x 1 км² с петрофизическими и фильтрационно-емкостными параметрами близкими к гранитному массиву нефтяного месторождения Белый Тигр (Вьетнам) и начальным равновесным распределением нефтяной компоненты в трех фазах (водной $S_w=0.4$, газовой $S_g=0.699$ и нефтяной $S_o=0.001$) в результате пароконденсатной переработки по механизму тепловой трубы в верхней части разреза формируется устойчивая линза с нефтяной фазой мощностью 80 м ($S_o=0.6$) и массой 2.00 млн. тонн. При последующем остывании до 90-115°C и естественном заводнении нижней части разреза, масса нефтяной фазы увеличивается до 3.49 млн. тонн за счет конденсации нефти из газовой фазы. Предложенный и подтвержденный моделированием механизм формирования нефтяной залежи в гранитном фундаменте месторождения Белый Тигр в результате вертикальной восходящей миграции нефтяной фазы в пароконденсатных условиях в составе высокотемпературного флюида соответствует минералого-петрографическим особенностям коллекторских зон, химическому составу воднорастворимых нефтей фундамента, гидрохимической зональности и химическому составу подземных вод месторождения Белый Тигр.

Водно-метановые залежи в вулканогенно-осадочных бассейнах Камчатки

Показано, что зоны внедрения магмы, питающей Корякский и Авачинский вулканы фиксирующиеся по микросейсмическим данным в диапазоне глубин -6.0 ÷ +2.0 км абс. и -1.5 ÷ +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 ~ 650 км² (Кирюхин А.В. и др., 2015). Формирование газовых залежей под вулканами может происходить в результате геомеханического и термического воздействия магмы на вмещающие вулканогенно-осадочные породы, содержащие органическое вещество различного происхождения.

На разрезах Кшукского водно-метанового месторождения (Зап. Камчатка) хорошо просматриваются особенности распределения газонасыщенных резервуаров (Кирюхин и др., 2015): (1) Повсеместное массивное распространение газоносности в нижней части Этолонской свиты и в кровле подстилающих ее формаций; (2) Локальное массивное распределение газоносности 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 $\delta^{13}C$ 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. 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 км².

Мутновский высокотемпературный геотермальный резервуар

Опыт эксплуатации Мутновского геотермального месторождения (Камчатка) может быть использован не только при освоении других крупных геотермальных месторождений Курило-Камчатского региона, но и для понимания условий гидротермальной циркуляции, распределения проницаемости и температуры в высокотемпературных гидротермальных системах, структуры которых могут впоследствии использоваться для накопления углеводородов. Основные особенности условий формирования Мутновского геотермального месторождения (Кирюхин и др., 1993, 1991, 2002): 1. Приуроченность зон продукции к контактовой зоне интрузии в диапазоне температур 200-300 °C; 2. Гидравлическая связь Мутновского вулкана (область водного питания) и продуктивного геотермального резервуара,

прилегающих фумарольных полей и горячих источников (область разгрузки парогидротерм);
3. Тепловое питание продуктивного геотермального резервуара осуществляется за счет инъекций магмы на абс. отметках -4 – -7 км, определяемых плоско-ориентированными кластерами локальных землетрясений.

Заключение

Механизм образования продуктивных резервуаров в риолитах объясняется в терминах TOUGHREACT-моделирования длительной гидротермальной циркуляцией с химическим взаимодействием вода-порода, что приводит к увеличению проницаемости-пористости вдоль высокотемпературных потоков и заканчивается окончательным samozapечатыванием сформированного продуктивного резервуара. Условия кратковременного падения давления на ранней стадии формирования резервуара благоприятны для привлечения нефти и рудообразующих флюидов. Samozapечатывание резервуара на последней стадии гидротермальной циркуляции благоприятно для аккумуляции и удерживания флюидов в продуктивном резервуаре. Аккумуляции нефтяной фазы в верхних частях разреза способствуют пароконденсатные условия. Формирование водно-метановых залежей наблюдается в районах современного вулканизма в условиях восходящей гидротермальной циркуляции и в зонах термоконтактового взаимодействия магматических питающих систем активных вулканов с вмещающими вулканогенно-осадочные породами, содержащими органическое вещество различного происхождения.

Работа выполнена при поддержке РНФ по проекту 16-17-10008.

Библиография

1. Кирюхин А.В., Делемень И.Ф., Гусев Д.Н. Высокотемпературные гидротермальные резервуары, М. Наука 1991, 160 с.
2. Кирюхин А.В. Моделирование эксплуатации геотермальных месторождений // Владивосток, Дальнаука, 2002, 216 с.
3. Кирюхин А.В., Шадрина С.В., Пузанков М.Ю. Моделирование термогидрогеохимических условий формирования продуктивных резервуаров в вулканогенных породах // «Вулканология и сейсмология», 2013, № 2, с. 90–104.
4. Кирюхин А.В., Киреева Т.А. Формирование нефтяного резервуара в условиях пароконденсатной гидротермальной системы (по результатам численного моделирования на примере месторождения Белый Тигр, Вьетнам). «Геология нефти и газа», #1, 2015 г., с.78-86.
5. А.В. Кирюхин, Ю.Ф. Манухин, С.А. Федотов, В.Ю. Лаврушин, Т. В. Рычкова, Г.В. Рябинин, А.Ю. Поляков, П.О. Воронин. Геофлюиды Авачинско-Корякского вулканогенного бассейна, Камчатка. «Геоэкология. Инженерная Геология. Гидрогеология. Геокриология. №4. 2015. с. 306-320.
6. Кирюхин А.В., Воронин П.О., Корзун Н.И. Водно-метановые резервуары вулканогенных бассейнов. Сборник КГТУ, 2015, с.23-33. DOI: 10.17217/2079-0333-2015-31-23-33.
7. Falta R., Pruess K., Finsterle S., Battistelli A. T2VOC User's Guide LBNL-36400,1995,158 p.
8. Kiryukhin A.V. High temperature fluid flows in the Mutnovsky hydrothermal system, Kamchatka // Geothermics, Vol.23, No.1, 1993, p.49-64.
9. Pruess K., Oldenburg C., Moridis G. 1999. TOUGH2 User's Guide, Version 2.0. Rep. LBNL-43134, Lawrence Berkeley Natl. Lab., Berkeley, California.
10. Xu T., Sonnenthal E., Spycher N., Pruess K. TOUGHREACT User's Guide: A Simulation Program for Nonisothermal Multiphase Reactive Geochemical Transport in Variably Saturated Geologic Media // LBNL-55460. 2006. 206 p.

References

1. Kiryukhin A.V., Delemen I.F., Gusev D.N. High Temperature Hydrothermal Reservoirs, Moscow, Nauka 1991, 160 p (in Russian).
2. Kiryukhin A.V. Modeling of Exploitation of Geothermal Fields // Vladivostok, Dalnauka, 2002, 216 p. (in Russian).
3. Kiryukhin A. V., Shadrina S. V., and Puzankov M. Yu. Modeling the Thermohydrogeochemical Conditions for the Generation of Productive Reservoirs in Volcanogenic Rocks // Journal of Volcanology and Seismology, 2013, Vol. 7, No. 2, pp. 170–183.
4. Kiryukhin A., Kireeva T.. Formation of oil reservoir in hydrothermal steam-condensate conditions (modeling of the oil deposit White Tiger, Viet Nam). «Oil and Gas Geology», #1, 2015, c.78-86 (in Russian).
5. Kiryukhin A., Manukhin Y., Fedotov S., Lavrushin V., Rychkova T., Ryabinin G., Polyakov A., Voronin P.. Geofluids of Avachinsky-Koryaksky Volcanogenic Basin, Kamchatka, Russia. \ Geoecology. Engineering Geology. Hydrogeology. Geocriology. ##4. 2015. p. 306- 320 (in Russian).
6. Kiryukhin A.V., Voronin P.O., Korzun N.I. Water-methane reservoirs in Volcanogenic Basins. Proc. Kamchatka State Technical University, 2015, p.23-33. DOI: 10.17217/2079-0333-2015-31-23-33 (in Russian).
7. Falta R., Pruess K., Finsterle S., Battistelli A. T2VOC User's Guide LBNL-36400,1995,158 p.
8. Kiryukhin A.V. High temperature fluid flows in the Mutnovsky hydrothermal system, Kamchatka // Geothermics, Vol.23, No.1, 1993, p.49-64.
9. Pruess K., Oldenburg C., Moridis G. 1999. TOUGH2 User's Guide, Version 2.0. Rep. LBNL-43134, Lawrence Berkeley Natl. Lab., Berkeley, California.
10. Xu T., Sonnenthal E., Spycher N., Pruess K. TOUGHREACT User's Guide: A Simulation Program for Nonisothermal Multiphase Reactive Geochemical Transport in Variably Saturated Geologic Media // LBNL-55460. 2006. 206 p.