

АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ВУЛКАНОГЕННЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

А.В. Кирюхин

Институт вулканологии и сейсмологии ДВО РАН, г. Петропавловск-Камчатский, avk2@kscnet.ru

Введение

Геотермальные месторождения в областях современного вулканизма могут включать несколько типов гидротермальных резервуаров, трещинно-блоковая структура которых связана с генетическими условиями образования лавопирокластических потоков (степенью спекания на внешних границах и контактах), экзоконтактовым дроблением магматических тел (интрузий и дайковых комплексов), а также с наличием проницаемых разломов. Анализ условий формирования Паужетского геотермального месторождения и Мутновского геотермального месторождения [Кирюхин А.В. и др., 2010] показывает, что восходящие потоки теплоносителя и нисходящие инфильтрационные потоки приурочены к разломам или каналам, которые совпадают с питающими системами экструзивных магматических тел и вулканов. Эта ситуация типична для геотермальных месторождений. Аналогичные условия возможны при формировании нефтяного вулканогенного резервуара, приуроченного к захороненному риолитовому вулканогенно-осадочному комплексу пермо-триасового возраста (250 млн. лет), характеризующегося многочисленными разломами и каналами глубокого заложения. Если эта аналогия справедлива, то продуктивные нефтяные резервуары могут быть размещены в кальдерах на лавопирокластических контактах, примыкающих разломах, в приконтактных и прижерловых зонах риолитовых экструзивных тел и вулканов.

Приведем данные по характеристикам некоторых резервуаров, сложенных вулканогенными образованиями кислого состава.

Паужетский резервуар (Камчатка), сложенный преимущественно кислыми туфами плиоцен-плейстоценового возраста, приурочен к системе лавопирокластических контактов, характеризуется долей трещинного пространства (неспекшиеся туфы) 0.3, средним расстоянием между продуктивными зонами 105 м, проницаемостью трещин 83 мД, пористостью 0.094, сжимаемостью $2 \cdot 10^{-6} \text{ Па}^{-1}$, теплопроводностью 1.6 Вт/м⁰С. Проницаемость матрицы (спекшиеся туфы) 0.01 мД, пористость 0.2. Для его описания подходит 1D модель трещинно-блокового пространства. Естественный глубинный приток теплоносителя – 44.2 кг/с.

Примыкающий к Корякскому вулкану с севера геотермальный резервуар «К» включает активный объем, характеризующийся фумарольной деятельностью в привершинной части вулкана и образованием трещин при сейсмической активизации 2008-2009 гг и участки разгрузки горячих источников (Аагских, Водопадных, Чистинских, Изотовских, Шумнинских). Структурно-геологический контроль резервуара «К» осуществляется приконтактной зоной экструзивного риолито-дацитового комплекса средне-верхнеплейстоценового возраста. Экструзивный комплекс характеризуется пористостью 0.12 и проницаемостью 24.4 мД. Температура в резервуаре «К» оценивается не менее 180⁰С по SiO₂ геотермометру. В южной части резервуара температура может достигать 400⁰С (температура нижней фумаролы Корякского вулкана). Область водного питания резервуара «К» по гидроизотопным данным находится на абс. отм. +900 - +1400 м. Доступная для бурения эксплуатационных скважин площадь в плане составляет более 3 км².

Изучение многослойной пачки туфов неогенового возраста (12.5 млн. лет) разбитой системой трещин разломов в горах Якка (Невада, США) в связи с предполагаемым использованием их для изоляции и длительного (тысячи лет) хранения высокоактивных радиоактивных отходов показывает [K. Pruess, 2001], что спекшиеся туфы характеризуются высокой пористостью 0.086-0.127, но очень низкой матричной проницаемостью (порядка мкД), они включают около 10 трещин на м³, при этом средняя проницаемость системы трещин составляет 10 Д, теплопроводность 1.12-1.18 Вт/м⁰С, удельная теплоемкость 850-900 кДж/кг⁰С. Неспекшиеся туфы имеют пористость порядка 0.259-0.446 разбиты более редкой системой трещин и имеют высокую

матричную проницаемость до 120 мД, теплопроводность 0.36-0.75 Вт/м^{°С}, удельная теплоемкость 870-1160 кДж/кг^{°С}.

Вулканогенный резервуар Трэп Спрингс в Неваде (США) имеет размеры в плане 1.5 x 6 км², приурочен к риолитовым туфам имеющим возраст 35 млн. лет, нефтегенерирующие породы - низзалегавшие сланцы, содержащие органику [L. Anna et al, 2007]. Продукция нефти за 24 года эксплуатации составила 2.6 млн. тонн. Роль резервуара трещинно-блокового типа выполняют спекшиеся туфы, в то время как гидротермально измененные неспекшиеся туфы являются водоупором. Транспорт нефти и насыщение резервуара происходит вероятно в настоящее время, т.к. нефтяная залежь приурочена к области распространения геотермальных месторождений Бассейнов и Хребтов в зоне голоценовых разломов северо-северо-восточного простирания.

Инверсионное iTOUGH2-EOS1 термогидродинамическое моделирование естественной циркуляции флюида в вулканогенном резервуаре

Рассмотрим флюидный вулканогенный резервуар пермо-триасового возраста (250 млн. лет) на глубинах 2.5-2.8 км, перекрытый толщей плохопроницаемых глинисто-аргиллитовых отложений [А.В. Кирюхин, Е.В. Николаева, А.Ю. Батулин, 2008]. Температура в резервуаре 120 - 130 °С, давление 290 - 310 бар. Для анализа условий циркуляции флюида в резервуаре использована трехмерная термогидродинамическая модель. На первом этапе размеры области моделирования охватывали 10 × 8 × 3 км³, использовалась прямоугольная вычислительная сетка 10 × 8 × 30. Резервуар включает слои ## 2-6 модели. Верхний слой (#30) задан с фиксированным давлением 10 бар и температурой 5 °С. Нижний слой модели (#1) включает источники (вероятные зоны поступления глубинного теплоносителя, в которых задаются массовые расходы и энтальпии), стоки (вероятные зоны нисходящих потоков, где задаются отрицательные массовые потоки), и кондуктивные тепловые источники во всех элементах.

Инверсионное iTOUGH2-EOS1-моделирование использовано для оценки тепломассопотоков и проницаемости (кондуктивного теплового потока в основании резервуара, проницаемости перекрывающих резервуар отложений, расхода и энтальпии восходящего потока в пределах положительных термоаномалий в основании резервуара, расхода нисходящего потока в пределах отрицательной термоаномалии в основании резервуара).

Калибровка модели основана на 41 точке измерения температуры и 20 точках измерения давления (в разведочных скважинах). Моделирование естественного состояния проводилось на 10⁶ лет. Получены следующие оценки параметров модели: кондуктивный тепловой поток 50.2 мВт/м²; проницаемости перекрывающих комплексов: 0.0011-0.19 мД; расход восходящего потока 3.6 кг/с; расход нисходящего потока: 3.6 кг/с. Совпадение оценки восходящего и нисходящего потоков косвенно свидетельствует о существовании замкнутой циркуляции флюида в фундаменте.

T2VOC термогидродинамическое моделирование естественного состояния нефтяного вулканогенного резервуара

На втором этапе моделирования рассмотрен процесс заполнения нефтесодержащим флюидом вулканогенного резервуара, рассмотренного выше. Для этого в зоне восходящего флюидного потока задан дополнительно суммарный расход нефтяной фазы 0.24 кг/с в течение 50 тыс. лет. Анализ динамики изменения распределения нефтяной фазы в вулканогенном резервуаре показывает формирование нефтяной залежи в верхней части вулканогенного резервуара (включающей 238.1 млн. тонн (нефтяная фаза), 4.8 млн. тонн (нефть в водном растворе) и 10.5 в адсорбированном состоянии)), затем ее постепенную деградацию до 43.3 млн. тонн в течение последующих 5 млн. лет без дополнительного притока в резервуар нефтяной фазы. При формировании нефтяной залежи в вулканогенном резервуаре отсутствует четко выраженный ВНК, нефтенасыщение достигает 0.35-0.47.

Таким образом, результаты концептуального термогидродинамического iTOUGH2-EOS1, T2VOC моделирования в сочетании с анализом геологических, геохимических и геофизических данных показывают, что возможным сценарием формирования нефтяной залежи в пределах указанного

выше вулканогенно-осадочного резервуара является поступление нефтесодержащего флюида снизу по каналам жерловой формации погребенных вулканических аппаратов, концентрация нефти и формирование нефтяных залежей приурочено к структурно-фильтрационным ловушкам на кровле резервуара, примыкающих к каналам поступления нефтенасыщенных флюидов (рис. 1).

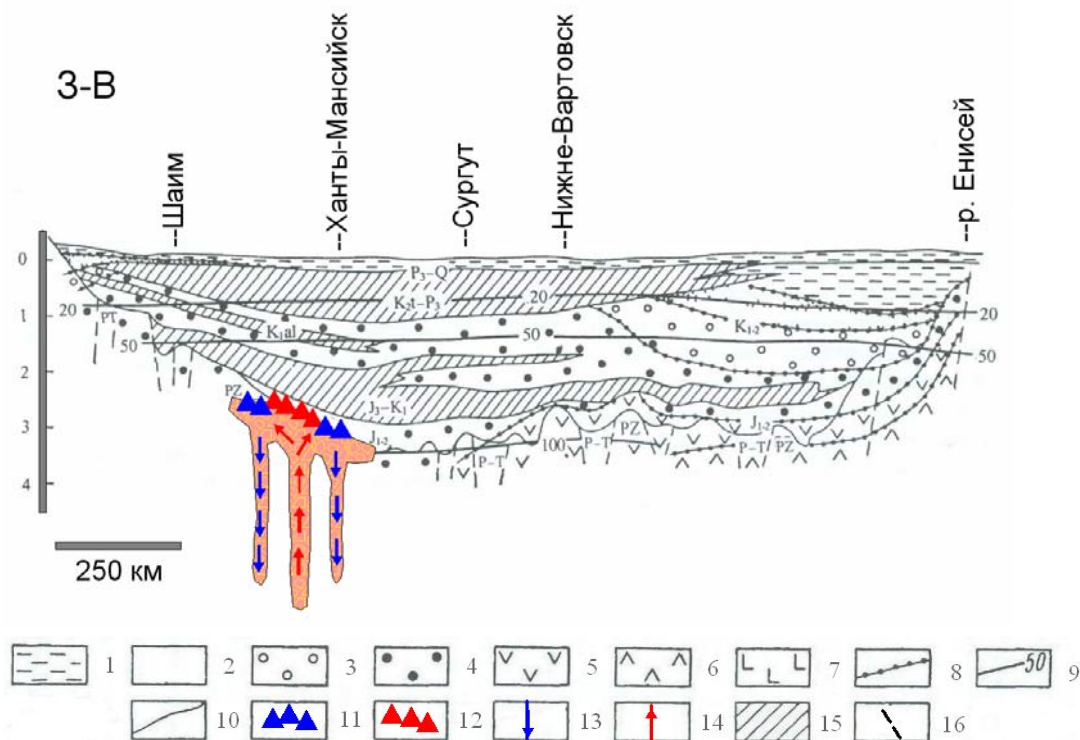


Рис. 1. Разрез Западно-Сибирского мегабассейна со схематическим изображением перм-триасового вулканогенного резервуара и условиями циркуляции флюида вдоль каналов погребенных вулканических структур (по [В.А. Кирюхину, 2005], с дополнениями). Условные обозначения: 1 – 7 гидрогеохимическая зональность: минерализация < 1 г/л (1), 1-3 г/л (2), 3-10 г/л (3), 10-35 г/л (4), 35-70 г/л (5), 70-150 г/л (6), 150-375 г/л (7); 8 – гидрогеохимические границы; 9 – геоизотермы, °С; 10- литологические границы; 11 – преимущественно водонасыщенный вулканогенный резервуар; 12 – нефтенасыщенный вулканогенный резервуар, 13 – отсепарированные нисходящие водные потоки; 14 – нефтенасыщенные восходящие потоки флюидов; 15 – водоупорные толщи; 16 – разломы.

іТОUGH2-EOS10 термогидродинамическое моделирование естественного состояния и эксплуатации нефтяного вулканогенного резервуара

На третьем этапе моделирования программный комплекс іТОUGH2-EOS10 адаптирован для моделирования естественного состояния и эксплуатации фрагмента нефтяной залежи (вулканогенно-осадочный резервуар), редактирование программы заключалось в редуцировании EOS10 для описания двухфазной (водная и нефтяная фазы, двухкомпонентной (нефть и вода) системы), учета повышенной плотности водной фазы, модификации функций относительной проницаемости и капиллярного давления применительно к опытным данным. При решении тестовых задач рассмотрены варианты моделирования с учетом «двойной пористости», различными условиями смачивания (гидрофильный резервуар, негидрофильный резервуар), пониженной проницаемостью матрицы. При моделировании использована полигональная вычислительная сетка Вороного, что особенно эффективно в связи с подсчетом эксплуатационных запасов в областях современного вулканизма (месторождения 3-й группы сложности) [Кирюхин и др., 2010].

Для калибровки модели использованы начальные насыщения водной фазы усредненные по объемам соответствующих элементов модели, данные по динамике изменения расхода нефтяной фазы и жидкости (сумма нефтяной и водной фаз). В качестве калибровочных данных

использовано 42 калибровочных точки по начальному нефтенасыщению, определенных по РИГИС (гидростатическое перераспределение фаз в течение 1000 лет) и данные по динамике изменения расхода нефтяной фазы в одиннадцати добычных скважинах (калибровка по истории эксплуатации). При моделировании рассмотрено два базовых варианта: гидрофильный и гидрофобный, с соответствующими функциями капиллярного давления. В качестве оцениваемого модельного параметра использовалось начальное насыщение водной фазы.

Работа поддержана РФФИ по проекту 09-05-00605-а.

Список литературы

Кириухин А.В., Николаева Е.В., Батурич А.Ю. Сравнительный анализ геолого-термогидродинамических моделей нефтяного и геотермальных месторождений в вулканогенных комплексах разного возраста // *Материалы Всероссийской конференции "Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы"* Москва, 2008, с.204-206.

Кириухин А. В., Асаулова Н. П., Манухин Ю. Ф., Рычкова Т.В., Сугробов В. М. Использование численного моделирования для оценки эксплуатационных запасов месторождений парогидротерм (на примере Паужетского геотермального месторождения) // *Вулканология и сейсмология*, 2010, № 1, с. 56–76.

Кириухин А.В., Кириухин В.А., Манухин Ю.Ф. Гидрогеология вулканогенов // С-Петербург, Наука, 394 с.

Кириухин В.А. Региональная гидрогеология. С-Петербург, 2005, 343 с.

Anna L. O., Roberts L.N.R., and Potter C. J. Geologic Assessment of Undiscovered Oil and Gas in the Paleozoic-Tertiary Composite Total Petroleum System of the Eastern Great Basin, Nevada and Utah // *USGS DDS-69-L*, 2007, 50 p.

Falta R., Pruess K., Finsterle S., Battistelli A. T2VOC User's Guide // *LBNL-36400*, 1995.

Finsterle S. iTOUGH2 User's Guide // *LBNL-40040*, 1999, 130 p.

Pruess, K., Oldenburg, C., Moridis, G., TOUGH2 User's Guide, Version 2.0 // *Lawrence Berkeley National Laboratory report LBNL-43134*, Berkeley CA, USA, 1999, 198 pp.

Pruess K. Two-Phase Unsaturated Flow at Yucca Mountain, Nevada: A Report on Current Understanding // *Flow and Transport Through Unsaturated Fractured Rock*, 2-nd Edition, *Geophysical Monograph 42*, 2001, p. 113-133.