



Библиографический список

1. Даутов Ф. Ф., Яруллин И. А. Изучение связи между загрязнением окружающей среды и уровнем заболеваемости детского населения города // Гигиена и санитария. 1993. № 8. С. 4–6.
2. Гигиеническая оценка качества почвы населенных мест : методические указания МУ 2.1.7.730–99. М., 1999.
3. ГОСТ 17.4.01.–81. Охрана природы. Почвы. Номенклатура показателей санитарного состояния. М., 1981.
4. ГОСТ 17.4.1.02–83. Охрана природы. Почвы. Классификация химических веществ для контроля загрязнения. М., 1983.
5. ГОСТ 17.4.3.01–83. Почвы. Общие требования к отбору почв. М., 1983.

УДК 550.36:553.98(470.4/5)

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ, ТЕПЛОВОЙ И ФЛЮИДНЫЙ ПОТОКИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Я. А. Рихтер

Саратовского государственного университета,
кафедра общей геологии и полезных ископаемых
E-mail: tyr2760@yahoo.com

Особенности геотермического режима недр Прикаспийской впадины обусловлены не только присутствием мощных толщ эвапоритов и соляно-купольной тектоники, но и глубинным строением ее безграничной земной коры и подстилающей литосферной мантии. Современный тепловой поток имеет в основном мантийное происхождение и коррелируется с глубинным флюидным потоком УВ, гелия и других подвижных компонентов. Данные по аномально высоким пластовым давлениям (АВПД) глубоких уровней подсолевого палеозойского комплекса, многоэтажность в расположении залежей нефти и газоконденсата многих месторождений вплоть до глубин, превышающих 6 км, растущая с глубиной насыщенность их газом подтверждают вывод о существовании здесь мощной глубинной флюидодинамической системы, функционирующей до настоящего времени.

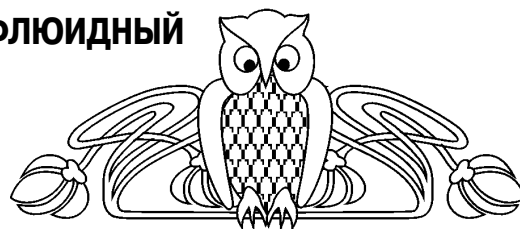
Ключевые слова: геотермический режим, тепловой поток, углеводороды, глубинный флюид, модель флюидодинамической системы.

The Precaspian Depression Geothermal Conditions and Heat and Fluid Flows

Ya. A. Richter

The Precaspian depression subsoil geothermal mode characteristics result not only from presence of the huge evaporite formations and salt dome tectonics, but also from the depth structure of its no granite crust and underlying lithospheric mantle. The current heat flow is primarily of mantle origin and correlates with the HC, helium and other mobile components deep fluid flow. Data for abnormally high layer pressure in the deep levels of the Paleozoic subsalt complex, multilevel distribution of oil and gas condensate deposits up to the depths exceeding 6 km and their increasing with depth gas saturation further strengthen the conclusion that there is a strong depth fluid dynamic system functioning to this day.

6. ГОСТ 17.4.4.02–84. Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа. М., 1984.
7. Методические указания по оценке степени опасности загрязнения почвы химическими веществами (№ 4266–87 от 13.03.87). М., 1987.
8. Ориентировочно допустимые концентрации (ОДК) тяжелых металлов и мышьяка в почвах (Дополнение № 1 к перечню ПДК и ОДК № 6229–91). Гигиенические нормативы ГН 2.1.7.020–94. М., 1995.
9. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. Гигиенические нормативы ГН 2.1.7.2041–06. М., 2006.
10. Милютин А. Г., Андросова Н. К., Калинин И. С., Порцевский А. К. Экология : геоэкология недропользования : учебник / под ред. А. Г. Милютина. М., 2007. 440 с.



Key words: geothermal conditions, heat flow, hydrocarbons, deep fluid, fluid dynamic system model.

Уникальная геотектоническая позиция и своеобразная глубинная структура Прикаспийской впадины – одной из важнейших нефтегазоносных провинций России – привлекают внимание многих современных исследователей. Неясность ее строения, происхождения и геологического развития породила массу точек зрения и дискуссий. Тем очевиднее и актуальнее становится задача создания научно обоснованной геодинамической модели глубинного строения и эволюции Прикаспийской впадины, что откроет новые возможности для прогнозирования и обнаружения крупных скоплений УВ в ее недрах. Но для этого предстоит еще многое сделать, и в первую очередь развернуть широким фронтом специальные геофизические и геохимические исследования. К числу таких еще слабо разработанных проблем геодинамики и геохимии Прикаспийской впадины можно отнести геотермику ее недр, а также изучение изотопии некоторых газов, сопутствующих углеводородам (УВ) и имеющих индикаторное значение глубинных продуктов дегазации мантии (например, гелия). Современное состояние проблемы все же позволяет произвести анализ имеющихся данных и сделать некоторые предварительные выводы, чему и посвящена настоящая статья.

С точки зрения современной геодинамики первоочередной интерес представляют данные



скважинной геотермии и выявленные на их основе закономерности в распределении пластовых температур, величин теплового потока и аномального теплового поля в недрах Прикаспийской впадины (Котровский, 1986; Дальян, 1986; Постнова, 2004; Хуторской и др., 2004; и др.). Значения пластовых температур в осадочном чехле обнаруживают значительные вариации от места к месту на одной и той же глубине (до 40–50°C). При этом максимальные температуры характерны для юго-западной части впадины, а минимальные – для северо-восточной (приуральско-мугоджарской). В целом для глубин менее 4–5 км в породах надсолевого комплекса

установлено закономерное снижение интенсивности прогрева недр в направлении от бортовых зон к центральной части впадины. Тепловое поле Прикаспийской впадины неоднородно и мозаично, его положительные аномалии над соляными куполами созданы в основном за счет структурно-геологических неоднородностей и участия толщ каменной соли (Хуторской и др., 2004). Однако общая картина распределения температур в подсолевых отложениях палеозоя (ниже 4–5 км) довольно отчетливо обнаруживает обратную тенденцию, хотя и не в полном виде, так как данные по центральной части впадины практически отсутствуют (рис.1).

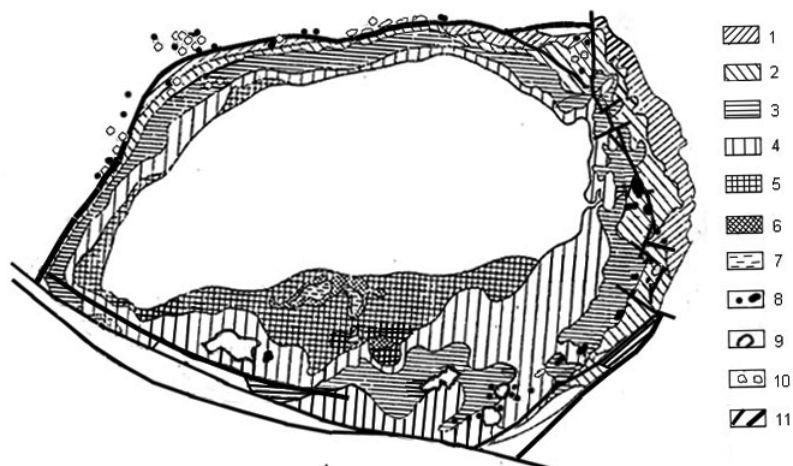


Рис. 1. Зональное распределение современных температур в породах подсолевого комплекса Прикаспийской впадины (по Камбарову, 2000, с дополнениями): зоны (Т°С): 1 – менее 60; 2 – 60–80; 3 – 80–100; 4 – 100–120; 5 – 120–140; 6 – 140–160; 7 – более 160. Месторождения: 8 – нефтяные; 9 – крупные нефтегазоконденсатные и газоконденсатные; 10 – мелкие газоконденсатные; 11 – разломы.

Температурное поле в пределах впадины на этом уровне имеет характерное концентрически-зональное строение, обнаруживая при движении от бортовых зон к центральной части впадины переход к наивысшим значениям температур в интервале 100–120° и даже 120–140°C. Данные по Аралсорской глубокой скважине в центральной части впадины этому не противоречат: на глубине 5 км там зафиксирована температура чуть более 120°C, а на забое (ок. 6,5 км) – 163°C.

Рассчитанные средние значения геотермического градиента для глубин до 4–5 км обусловлены теплопроводностью преобладающих в разрезе горных пород. В надсолевых отложениях мезозоя и кайнозоя они составляют 1,5–3,0°C/100 м, для сульфатно-галогенной толщи кунгурского яруса пермской системы – 0,8–1,7°C/100 м, в подсолевых карбонатных – 1,8°C/100 м и в терригенных породах палеозоя – около 3,3°C/100 м. Однако на глубинах 5–6 км и более эта общая картина начинает нарушаться и известные закономерности «не работают». Так, на больших глубинах иногда обнаруживается заметный рост геотермического

градиента (до 4–6°C/100 м) в локальных зонах, возможно, приуроченных к разломам или участкам повышенной трещиноватости (например, в пределах Астраханского свода). По результатам корреляционного анализа было установлено (Николаев, 2002), что распределение температур и, следовательно, тепловой режим в породах впадины до глубин 3–5 км заметно отличаются от таковых в нижележащих породах (вероятно, вплоть до границы Мохо).

Очевидно, данные скважинной геотермии необходимо рассматривать и оценивать в связи с позицией соответствующих участков в общей структуре Прикаспийской впадины. В первую очередь следует различать группировки данных для зоны внешнего обрамления, бортовой зоны и внутренней части впадины. При этом данные по бортовой зоне дифференцируются, отражая ее гетерогенность, на подгруппы, принадлежащие: западной, северо-западной и северной частям бортовой зоны (рифтогенной палеоконтинентальной окраины), юго-западной и южной частей (коллизонной со стороны Скифской плиты), восточной



части (коллизийной со стороны Уральского орогена) и юго-восточной части бортовой зоны (палеосубдукционной по отношению к Устюртской глыбе). Во внутренней части впадины полезно рассматривать данные по скважинам над соляными куполами и внутри самих куполов отдельно от участков межкупольных пространств.

Геотермический режим осадочного комплекса впадины может быть представлен в динамических параметрах в виде значений теплового потока при условии, что достаточно достоверно известна теплопроводность горных пород по всему разрезу. К настоящему времени основные типы пород, вскрытых скважинами на различных участках, такие характеристики получили (до глубин 5–7 км). Однако еще далеко неясно, как влияет на теплопроводность пород в условиях больших глубин насыщенность их флюидом, находящимся под высоким и сверхвысоким давлением. Поэтому современные оценки величины теплового потока, тем более глубинного, несмотря на вводимые поправки, в известной мере имеют приблизительный характер.

На территории Прикаспийской впадины выделяется несколько зон с различными уровнями плотности теплового потока: 1) с наиболее низкими значениями (менее 30 мВт/м²) на северо-востоке впадины, 2) с пониженными значениями – на восточной окраине (например, на Жаркамьско-Темирском своде – 30–40 мВт/м²) и 3) с повышенными значениями – на южной части впадины (для Астраханско-Актюбинской зоны поднятий в среднем 55,5 мВт/м²). В западной части впадины средний тепловой поток составляет 48,5 мВт/м², а в центральной ее части – 45,5 мВт/м². Максимальная плотность теплового потока (более 60 мВт/м²) установлена в пределах южного склона Астраханского свода и смежной Каракульско-Смушковской надвиговой зоны кряжа Карпинского. Для расположенной южнее Скифской плиты установлено повышенное среднее значение величины теплового потока – 62 мВт/м² (Смирнов, 1980). Средняя величина теплового потока в пределах Прикаспийской впадины составляет 43,5 мВт/м² (Гордиенко, Завгородняя, 1986), что оказывается близко к среднему значению для Восточно-Европейской платформы – 46,0 мВт/м² (Polyak, Tolstikhin, 1985).

Несмотря на близость средних величин наблюдаемого теплового потока земная кора Прикаспийской впадины на уровне подсолевого комплекса характеризуется повышенным тепловым потоком. Как показал факторный анализ (Николаев, 2002), его роль среди геодинамических параметров оказалась важнейшей: наиболее мощный I фактор (имеющий вес 35%) положительно связан с тепловым потоком (0,772) и распределением температуры на глубине 5000 м (0,843). Такой результат противоречит общепринятым представлениям о древности кристаллического фундамента впадины, в котором по аналогии с

известными древними платформами и их докембрийским фундаментом положительные термические аномалии должны были давно исчезнуть (для этого достаточно 80–100 млн лет).

Очевидно, структурно-теплофизические неоднородности создают в пределах Прикаспийской впадины латеральные и вертикальные вариации геотермического градиента и плотности теплового потока, нередко настолько значительные, что простое осреднение их значений для получения «фона» весьма затруднительно и требует учета еще многих пространственных и вещественно-литологических параметров. Поэтому наиболее эффективным методом оказалось пространственное трехмерное моделирование для отображения геотермического поля Прикаспийской впадины (Хуторской и др., 2004; Хуторской и др., 2010). Основой для построения трехмерной модели послужили данные термометрии скважин (всего – 115, из них 16 глубоких), а также лабораторные определения теплопроводности горных пород, вскрытых бурением¹.

Полученная трехмерная картина весьма интересна и в первом приближении отражает основные тенденции в распределении геотермического поля как в интервале 0–5 км, так и в целом для всей земной коры (0–50 км). В первом случае отчетливо видно на глубинных срезах в интервале 2–4 км (рис. 2, а) повышение геоизотерм с северо-востока, от границы с Мугоджарами, на юго-запад в сторону южного и юго-восточного обрамления впадины (например, в прилегающей к Южно-Эмбинскому «поднятию» части впадины). Заметен и общий подъем геоизотерм по направлению к центральной наиболее погруженной части Прикаспийской впадины. На фоне общей картины на уровне глубины в 1–4 км в осадочном чехле Прикаспийской впадины выявляются несколько «температурных» куполов, вершины которых располагаются в районах Южной Эмбы, сора Мертвый Култук и Северного Мангышлака, на участках ряда поднятий вдоль южной окраины впадины – Астраханского и других (Хуторской и др., 2010), а также отдельных поднятий внутри впадины, например Аралсорского, и вблизи северной ее границы – Карачаганакского. Заметим, что при этом устанавливается пространственная корреляция некоторых температурных куполов и зон промышленной нефтегазоносности. Более детальная картина распределения температур на

¹ В процессе моделирования при построении изотерм были отбракованы еще многие скважины (свыше 60!) из-за «ненадежности» данных о распределении глубинных температур, не соответствующих принятым представлениям о их равновесном распределении на глубине (Хуторской и др., 2010). Отметим, что эта операция могла наложить отпечаток на полученные результаты, и поэтому следовало бы в каждом случае и в целом для всей совокупности данных показать, в чем заключалась так называемая «неравномерность» температурного поля и геотермического градиента на таких участках. Возможно, что эти данные представляют особый интерес именно как показатели неравномерности геотермического процесса.

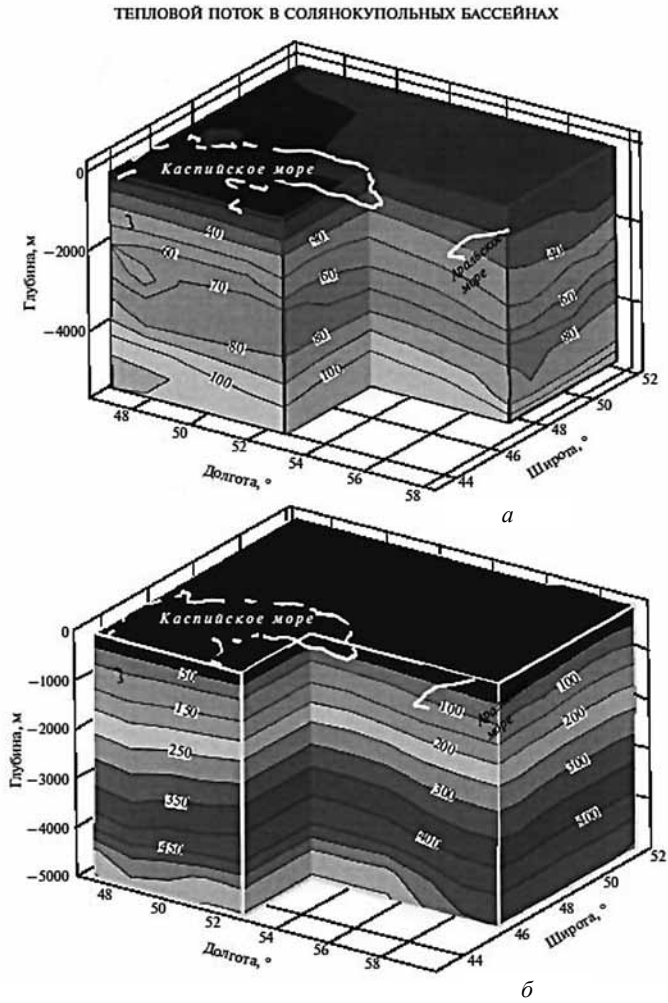


Рис. 2. 3D-модели распределения температур в недрах Прикаспийской впадины и ее обрамления: а – в интервале 0–5 км; б – в интервале 0–50 км (по Хуторскому и др., 2010).

этих глубинах, обусловленная солянокупольной тектоникой и отражающая ее, еще не видна, потому что для этого на многих участках просто не хватает данных, а также из-за принятого в работе (Хуторской и др., 2010) шага осреднения этих данных и параметров интерполяции. Хуторской и др., 2010

Аномально высокая теплопроводность каменной соли вместе с субвертикальными контактами соляных диапиров и штоков привела к резким пертурбациям теплового потока и в целом к его перераспределению и концентрации в их телах примерно в 1,5 раза по сравнению с породами вмещающих отложений в межкупольных участках. Важно также при этом учитывать и роль многочисленных дизъюнктивных нарушений, не только возникших в ходе процесса диапиризма, но и более ранних, возможно, контролировавших этот процесс и определивших взаимное расположение соляных куполов и валов. Многие из них фиксируются по данным геофизических исследований в пределах подсолевого ложа и акустического фундамента – вдоль ступенеобраз-

но построенных западной и северной бортовых зон Прикаспийской впадины, на Астраханском и Каратон-Тенгизском сводах и в ряде других мест.

Во втором случае, с учетом данных о структуре сейсмического поля и пластовых скоростей сейсмических волн вдоль профилей, распределение температур до глубины 50 км внутри впадины проявляет те же тенденции, отражая плавное нарастание температур на одном и том же глубинном срезе от северо-восточной и восточной ее окраин в западном и юго-западном направлении, т. е., в сторону центральной, наиболее погруженной части впадины (см. рис. 2, б). Так, в восточной части впадины на глубине раздела Мохо (порядка 40–42 км) рассчитанные температуры составляют 350–400°C, а в центральной части впадины и в районе Южной Эмбы (на глубинах около 35–40 км), эти температуры достигают 450–500°C. Все это свидетельствует о возможном существовании под осадочным чехлом Прикаспийской впадины и подстилающим его фундаментом уже в пределах верхней мантии области разогретого вещества, принадлежащей соразмерному впадине



термальному куполовидному поднятию астеносферной мантии. Впервые, насколько нам известно, такое предположение о связи повышенного теплового потока под Прикаспийской впадиной с аномальной мантией было высказано в начале 90-х годов прошлого столетия (Кутас, 1993). Предложенная модель отчетливо демонстрирует присутствие крупного термального купола, но уже в пределах земной коры, где на глубинах 10–15 км достигаются температуры порядка 300–400°C, а в основании земной коры, на глубинах порядка 30–35 км – 700–800°C.

Данные сейсмической томографии, полученные, например, на профиле ГСЗ р. Манаш – Карачаганак до глубины 250 км, позволяют предположить «существование под впадиной энергетически возбужденной разуплотненной верхней мантии» (Костюченко и др., 1998, с. 9). Эти же авторы считают, что «сохранение активных свойств глубинных горизонтов до настоящего времени подтверждает продолжающуюся изостатическую и тектоническую неуравновешенности глубинного разреза, что коррелируется с отрицательными неотектоническими движениями в области Прикаспийской депрессии, а также с аномально высокой для “немолодой” платформенной структуры температурой 180°C на забое скважины Мынтобе (около 5800 м), пробуренной вблизи южной части профиля р. Манаш – Карачаганак» (Костюченко и др., с. 9).

Вообще, по-видимому, общей особенностью таких крупных впадин, занимающих окраинное положение по отношению к древним кратонам и часто рифтогенных, с мощными комплексами эвапоритов и высокой нефтегазоносностью, является глубинная связь с куполовидными поднятиями разогретой мантии. Данные сейсмотомографии (Цветкова и др., 2007) подтверждают это, позволяя предположить присутствие под Прикаспийской впадиной куполовидного поднятия разуплотненного и разогретого вещества мантии, прослеживаемого до глубин порядка 850 км.

Проблемы формирования теплового поля Прикаспийской впадины, как и происхождения теплового потока, остаются до сих пор неясными, что в какой-то степени подчеркивается самим фактом существования предложенных подходов и решений. В весьма значительной степени сами эти подходы зависят от выбора общей геотектонической концепции для объяснения глубинного строения впадины. Все же можно утверждать, что важнейшими при генерации тепла являются два эндогенных источника – тепло радиоактивного распада U, Th и ⁴⁰K, содержащихся в горных породах земной коры, и восходящий глубинный поток тепла из мантии. Однако оценки доли радиогенного и мантийного тепла весьма неопределенны и подчас некорректны. Предложенная недавно оценка доли радиогенной составляющей теплового потока (30–37 мВт/м²) была основана на модели строения земной коры Прикаспийской впадины

с участием геофизического «гранитного» слоя (Постнова, 2004; Хуторской и др., 2004). Присутствие такого слоя (в буквальном петрологическом смысле), по крайней мере, в пределах центральной части впадины, по данным современных исследований, не подтверждается, это обстоятельство необходимо учитывать при расчетах. Именно для данной части впадины из-за учета пород «гранитного» слоя получаются завышенные (примерно в 1,5 раза) оценки радиогенного теплового потока. Если принять безграничную модель строения земной коры Прикаспийской впадины, то расчеты дают оценку радиогенного теплового потока порядка 20–25 мВт/м², и тогда доля глубинного мантийного источника тепла составит минимум половину наблюдаемого потока. В целом можно считать, что при постоянстве величины коровой компоненты теплового потока вариации температур, геотермических градиентов и плотности общего теплового потока вполне могут быть объяснены перераспределением глубинного потока в условиях известных контрастов теплопроводности (Хуторской и др., 2004). Современные оценки других возможных причин появления наблюдаемого геотермического поля (генерация радиогенного и фрикционного тепла, тепла экзотермических реакций и фазовых переходов) показывают, что их величины в пересчете на значения теплового потока пренебрежимо малы, так как не превышают погрешности наблюдений.

Самостоятельную и весьма важную проблему геотермии впадины представляет оценка роли мощных залежей каменной соли, принадлежащих формации эвапоритов пермского возраста. Как известно, неоднородность геотермического поля Прикаспийской впадины объясняется присутствием этих залежей, образующих сложные конфигурации соляных куполов, штоков, валов и гряд и отличающихся аномально повышенной теплопроводностью от вмещающих терригенных и терригенно-карбонатных пород. Благодаря соляно-купольной тектонике (диапировым контактам и пр.) это создает на определенном уровне своеобразный «мембранный» эффект перераспределения глубинного теплового потока, что и обуславливает наблюдаемое геотермическое поле впадины. Этот эффект является, по существу, результатом рефракции теплового потока, вызванной существенными структурно-физическими неоднородностями среды. Толщи каменной соли при этом играют роль ситовидных «тепловодов», перераспределяющих глубинный тепловой поток. Теплопроводность каменной соли куполов очень высока – 5,2–6,5 Вт/(м К), что значительно выше теплопроводности вмещающих терригенных пород (1,6–1,9 Вт/(м К)). Резкий контраст между ними, приуроченный обычно к крутым контактам куполов и штоков с вмещающими породами, вызывает не только интенсивное перераспределение теплового потока, концентрирующегося в соляных куполах, но и, как следствие, ведет к



дальнейшему повышению пластичности вещества в них и возбуждению галокинеза. При этом важно учитывать, что пластичные толщи солей под действием анизотропных (нелитостатических) напряжений испытывают деформации без нарушения внутренней связности, а сами напряжения в них преобразуются в изотропно-литостатические. Часть энергии затрачивается на механизм остаточной деформации. В пластичных солях флюидное давление должно быть равным общему давлению, и, следовательно, именно через поровый флюид в значительной степени передается как литостатическое (гидростатическое), так и одностороннее давление. Все это позволяет нам предположить, что присутствие интенсивно деформированного соленосного комплекса с присущими ему формами тел (куполов, штоков, валов), возможно, обязательно действовало в недрах Прикаспийской впадины механизма конвекции (адвекции) как эффективного способа тепломассопереноса в условиях глубоко погруженного осадочного бассейна².

Традиционные подходы к проблеме формирования геотермического режима впадины в ходе ее длительного погружения и накопления мощного осадочного разреза исходили из предположения о постоянстве поведения температурного градиента как в пространстве (для всех уровней разреза), так и во времени на протяжении истории впадины. Очевидно, что получаемые в этих случаях результаты могут представлять известную ценность лишь как первое приближение и не могут использоваться в качестве предпосылок для построения более строгих моделей. Поэтому можно лишь приветствовать появление работ, в которых разрабатываются численные модели термической истории впадины или ее отдельных участков с учетом изменения геотермического градиента с глубиной и во времени (Галушкин, Яковлев, 2007). Так, моделирование, примененное в отмеченной работе, было основано на предположении, что для литосферы северной бортовой зоны впадины был характерен режим стационарного остывания – от начального «эпифитового» состояния литосферы с повышенным тепловым потоком на поверхности (60–100 мВт/м²) в среднем девоне до известных современных значений теплового потока. Было принято, что эволюция геотермического режима должна согласовываться с вариациями амплитуд тектонического (конседиментационного) погружения поверхности фундамента осадочного бассейна. Расчеты показали, что температурный режим пород осадочного чехла заметно меняется в зависимости от скорости и амплитуды погружения

бассейна, а также от литологии пород и особенно от мощности и глубины погружения толщи кунгурских эвапоритов³. Авторы исследования отчетливо сознают неопределенность некоторых своих решений и результатов, а также то, что «влияние отмеченных выше изменений температур на степень созревания ОВ будет тем заметнее, чем древнее срок формирования соляных диапиров. И, напротив, оно было бы пренебрежимым, если бы диапиры сформировались в недавнее время. Но время формирования, как и скорости роста соляных диапиров не известны, поэтому проблема остается открытой» (Галушкин, Яковлев, 2007, с. 700). С последним нельзя не согласиться: имеется достаточно фактов о тектонической активности соляных куполов на протяжении всего мезозоя и кайнозоя, и особенно на неотектоническом этапе, несмотря на то, что до сих пор общепринято мнение о завершении роста соляных куполов в Прикаспийской впадине еще в триасе.

Говоря о роли соленосного комплекса кунгура как флюидоизолирующего фактора в недрах впадины, необходимо указать на широкое развитие аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в породах подсолевого комплекса, начиная с глубин 3700 м, особенно заметно растущих по мере перехода от бортовой зоны впадины к ее внутренним частям. Так, в саратовском секторе бортовой зоны в отложениях среднекаменноугольно-верхнедевонского возраста, вскрытых глубокой скв. 1 Черная Падина в интервале 5856–5865 м, значение АВПД составляет 114 МПа при температурах 100–132°C (здесь же получены слабые притоки газа, на 91–93% состоящего из метана).

Существование таких давлений, скорее всего, следует связывать с последними импульсами неотектонической активизации региона, так как даже при самых неблагоприятных условиях миграции флюидов время релаксации АВПД до нормальных гидростатических значений не должно превышать нескольких миллионов лет (Котровский, 1986; Osborne, Swarbrick, 1997). Но это соображение важно и в другом плане: раз время релаксации АВПД так мало, то это означает, что флюид, его обеспечивающий, идет с глубины и в настоящее время, и, скорее всего, не может быть связан с тем предполагаемым многими геологами-нефтяниками потоком углеводородов, который генерировался, по их представлениям, в породах «нефтематеринских» толщ в ходе погружения подсолевого комплекса палеозоя Прикаспийской впадины. Ведь невозможно себе представить, чтобы этот гипотетический поток УВ мог под-

2 Решение подобной задачи, в частности, численное, до сих пор представляется весьма сложным, так как отсутствуют оценки некоторых важных и необходимых параметров, например распределения температуры в недрах и влияния ее на теплопроводность и вязкость вещества среды. Нам известны приближенные решения задачи в рамках постулируемой гравитационной гидродинамической неустойчивости Рэлея–Тейлора (без учета температурного фактора), дающие в целом основание для дальнейшего развития моделирования процессов соляного диапиризма (Осипова, 1997).

3 Постановка проблемы в этой работе (о влиянии соленосных отложений на условия нефтегазогенерации породами подсолевого комплекса на северном борту Прикаспийской впадины) для нашего обсуждения не представляет интереса, так как выполненные ее авторами численные реконструкции геотермической истории используются ими в рамках органической гипотезы образования нефти для сравнения с катагенетической историей органического вещества в осадочных толщах впадины и прогнозирования потенциала генерации УВ породами подсолевого комплекса.



держиваться на таком уровне давлений столько времени (порядка 200–250 млн лет).

Данные о распределении современных пластовых давлений в залежах нефти, в том числе и аномально высоких, в палеозойских карбонатных массивах известных месторождений свидетельствуют о том, что они (месторождения) тесно связаны с **общей для Прикаспийской впадины флюидодинамической системой, которая и в настоящее время способствует процессам формирования залежей УВ и гравитационного перераспределения флюидов.** Этот важнейший вывод, сделанный на примере Тенгизского месторождения (Постнова, Меркулов, 1998), оказывается верным и для таких крупных месторождений нефти, газоконденсата и природного газа, как Астраханское, Карачаганакское, Оренбургское и других, расположенных во внутренней прибортовой зоне Прикаспийской впадины. Примечательно, что в породах нижнего продуктивного этажа Карачаганакского месторождения, принадлежащих среднему девону и франскому ярусу верхнего девона, на глубинах 5700–5800 м (франский ярус) и 6120–6256 м (средний девон) были определены значительные дебиты нефти, насыщенной газом, дебит которого в первом случае составил 18,5 тыс. м³/сут., а во втором, при пластовом давлении 94,5 МПа – 73,1 тыс. м³/сут. (Марченко, 2002). Многоэтажность в расположении залежей нефти и газоконденсата этого месторождения, как и многих других, вместе с данными о присутствии промышленных залежей нефти на глубинах, превышающих 6 км, растущая с глубиной насыщенность их газом, еще более укрепляют вывод о существовании здесь мощной глубинной флюидодинамической системы, функционирующей до настоящего времени. В пределах южного погружения Бузулукской депрессии и в примыкающей к депрессии бортовой зоне Прикаспийской впадины залежи ряда нефтегазоконденсатных месторождений были установлены в отложениях верхнего-среднего девона на необычно больших для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) глубинах – от 4,0 до 4,5 км, где господствуют высокие пластовые давления (до 55 МПа) и температуры (до 100°C). Жесткие термобарические условия способствуют появлению большого количества растворенного газа (500–1000 м³/т и более) и в связи с этим обуславливают чрезвычайно низкую, иногда сопоставимую с газом вязкость нефти, что сближает эти смеси с газоконденсатными системами. Эти особенности фазового состава и свойств залежей могут быть связаны с возможным присутствием на глубине во внутренней части прибортовой зоны Прикаспийской впадины подпитывающей их мощной флюидодинамической системы.

В составе глубинного флюида должны присутствовать в первую очередь углеводороды – метан и его производные, а также тяжелые газовые компоненты в виде алканов, алкенов, алкинов,

нафтен и аренов (Зубков и др., 1998). Экспериментально показано, что все они принадлежат термодинамической системе С–Н, в пределах которой они выступают как компоненты, стабильность и соотношение которых определяются условиями равновесия при высоких температурах и давлениях (1150–2300°C и 45–250 кбар). Эти результаты, а также аналитические данные по составу флюида в глубинных породах и минералах (например, Кулакова и др., 1982; Крот и др., 1993; Sugisaki R., Mimura K., 1994) в полной мере подтвердили выводы Э. Б. Чекалюка о неустойчивости метана в верхней мантии и принципиальной возможности термодинамически равновесного существования тяжелых УВ в ее условиях (Чекалюк, 1967). Находящиеся здесь в смеси с водородом тяжелые УВ в узком интервале давлений 31–45 кбар и температур 927–1127°C сменяются метаном, стабильным в литосфере.

В составе глубинного флюида, кроме УВ, обычны CO₂, H₂S, N и He, что следует из данных по составу природного газа и газовой фазы нефтей различных нефтегазоносных провинций. Так, несколько больше половины объема газа Астраханского газоконденсатного месторождения составляют метан CH₄ и его гомологи, а другую, «меньшую» половину, в почти равных долях – CO₂ и H₂S. В заметно повышенном содержании обнаруживается гелий. Его содержания в нефтях Волго-Уральского нефтегазоносной провинции варьируют в очень широких пределах – от 0,00035 до 1,94 м³/т и в целом быстро растут с глубиной (с «возрастом вмещающих пород»): в залежах среднедевонских отложений гелия в 44 раза больше, чем в породах пермского возраста. Современные исследования показали, что «... концентрация He в нефтях в большей мере определяется их газовым составом, а не возрастом вмещающих пород или их положением в геологическом разрезе. Такая связь (корреляционная. – Авт.) He с содержаниями газовых углеводородов возможна только в том случае, если его содержание определяется не его генетическими факторами, а термодинамическими свойствами и процессами формирования нефтей» (Бобров, Тихомиров, 2006, с. 149). Многие нефтяные залежи Волго-Уральской НГП испытали сильнейшие процессы дегазации после своего формирования (их газовый фактор не превышает 10 м³/т), и поэтому они, как правило, резко обеднены гелием. В среднем его содержание в них составляет 0,0026 м³/т. Данные изотопии (³He/⁴He) указывают на радиогенную природу гелия и отсутствие в нем примеси атмосферного и мантийного гелия, тем самым подтверждая гипотезу глубокой дегазации нефтяных залежей. Такая дегазация могла привести к почти полной потере не только первоначального гелия, но и метана и его гомологов.

В то же время в докембрийском кристаллическом фундаменте Татарского свода глубокими скважинами обнаружены зоны повышенной



трещиноватости, которые насыщены флюидом. Плотность теплового потока здесь достигает $85,8 \text{ мВт/м}^2$, что в 2 раза выше средней его величины в фундаменте Волго-Уральской НГП. В составе газа, растворенного в подземных водах на этой глубине, зафиксированы метан и его гомологи (30,0%), азот (55,2%), водород (8,3%) и гелий (5,2%). По-видимому, состав этого газа ближе всего к первичному глубинному флюиду, обогащенному радиогенным гелием.

В газонасыщенных нефтях (газовый фактор превышает $100 \text{ м}^3/\text{т}$) с высоким содержанием метана гелий ведет себя иначе: его концентрации при общем широком диапазоне вариаций могут достигать $2 \text{ м}^3/\text{т}$, часто оставляя далеко позади уровень генерационного потенциала вмещающих пород (относительно радиогенного гелия). При этом содержания гелия обнаруживают прямую зависимость от содержаний метана и его гомологов. Весьма показательно, что все газовые компоненты этих нефтей в своих содержаниях взаимно связаны и поэтому должны отражать общие для них процессы формирования и перераспределения флюида. Таким образом, нефтяные залежи Волго-Уральской НГП, по-видимому относятся к двум основным типам: а) интенсивно дегазированным (вероятно, более ранним) и б) газонасыщенным и слабее дегазированным (вероятно, более поздним), а также смешанным в той или иной степени.

Весьма важное значение для суждения о составе первичного флюида и об условиях образования из него УВ нефтей имеет начальное содержание гелия, существовавшее в нефти до ее дегазации. О нем можно судить по распределению гелия в нефтяном газе и нефти, по отношениям гелия с метаном и его гомологами. Эти данные показывают, что начальная концентрация гелия могла достигать или даже превышать уровень в $2 \text{ м}^3/\text{т}$, т. е. примерно на 2 порядка быть больше максимально возможного количества, продуцируемого породами осадочного чехла (Бобров, Тихомиров, 2006). Следовательно, несмотря на значительную дегазацию нефтей и потерю большей части гелия, его источником мог быть только мантийный флюид.

Нефтяные, газонефтяные и газоконденсатные залежи в подсоловом комплексе Прикаспийской НГП, как правило, относятся к газонасыщенным, нередко с очень высоким газовым фактором (порядка $500\text{--}1000 \text{ м}^3/\text{т}$). Имеющиеся данные позволяют предполагать существование в северной и западной бортовых зонах Прикаспийской впадины **зональности** в распределении типов залежей УВ по их компонентному и фазовому составу. В частности, в пределах северной бортовой зоны от ее внешней границы внутрь впадины установлено увеличение содержания в нефтях конденсатов, возрастание их плотности, уменьшение выхода легколетучей бензиновой фракции (рис. 3), что является закономерным следствием роста глубины залежей, температуры и давления (Ботнева

и др., 1988). На юго-западе впадины, в пределах Астраханского свода также отмечается увеличение в составе газоконденсата доли тяжелых УВ в направлении с юга на север (внутри впадины). Так, в составе газоконденсата Алексеевского месторождения и основной залежи Астраханского газоконденсатного месторождения преобладают легкие УВ, а на севере свода, в скв. 1, 2 Георгиевских, 1 Харабалинской из тех же башкирских отложений получены притоки нефти.

Термобарические условия в пластах нефтяных и газоконденсатно-нефтяных месторождений подсолового комплекса северной бортовой зоны соответствуют глубинам развития АВПД (аномально высоких пластовых давлений). Для нефтяных залежей здесь характерны высокий газовый фактор (до $900 \text{ м}^3/\text{т}$) и чрезвычайно низкая, сопоставимая с газом, вязкость ($0,07\text{--}0,3 \text{ МПа с}$), а также высокое содержание конденсата в газе ($500\text{--}700 \text{ см}^3/\text{м}^3$ и даже $1200 \text{ см}^3/\text{м}^3$ – в Карачаганаке). Среди газовых компонентов небольших газоконденсатно-нефтяных залежей саратовского сектора бортовой зоны преобладает метан (89–93%), на последующих местах находятся его гомологи (4–5%), азот (1–4%), углекислый газ (1–3%), гелий (0,10–0,15%) и водород (0,01%) (данные по Ольховскому и Чернушинскому месторождениям) (Кочетков, Тетерин, 2004). Иная картина наблюдается на крупнейших Оренбургском, Карачаганакском и Астраханском газоконденсатных месторождениях, отличающихся повышением содержаниями серы. В составе газа Астраханского месторождения CO_2 и H_2S принадлежит до половины его объема, а остальная часть – метану и его гомологам. Сероводород газа Астраханского месторождения обогащен тяжелым изотопом серы (среднее $\delta^{34}\text{S} = +12,6\%$) – точно так же, как и конденсаты (среднее $\delta^{34}\text{S} = +7,2\%$). Сероводород конденсатов и нефтей Карачаганакского месторождения, несколько менее обогащенный тяжелым изотопом серы, с глубиной «утяжеляется»: величина $\delta^{34}\text{S}\%$ меняется от $-2,8$ (в нижнепермских отложениях) и $+3,4$ (в каменноугольных) до $+8,1$ (в девонских). Данные изотопии углерода конденсатов и нефтей этих месторождений обычно свидетельствуют о заметном их обогащении легким изотопом ^{12}C на уровне $-27,0\text{--}30,0\%$ (Панкина, Максимов, 1985). Установлено, что процессы миграции влияют на изотопный состав углерода конденсатов: при их движении через разные по составу породы наблюдается отчетливая тенденция к увеличению содержания в них ^{13}C , а в нефтях при тех же условиях, напротив, растет содержание легкого изотопа. Подобные явления, как считают, могут быть связаны с выделением из гомогенной газоконденсатной смеси жидкой фазы, которая обогащается легким изотопом углерода.

Существенно более важным индикатором мантийного генезиса УВ и других компонентов нефтей и газоконденсатов может оказаться отношение изотопов гелия $^3\text{He}/^4\text{He}$ и его распределе-

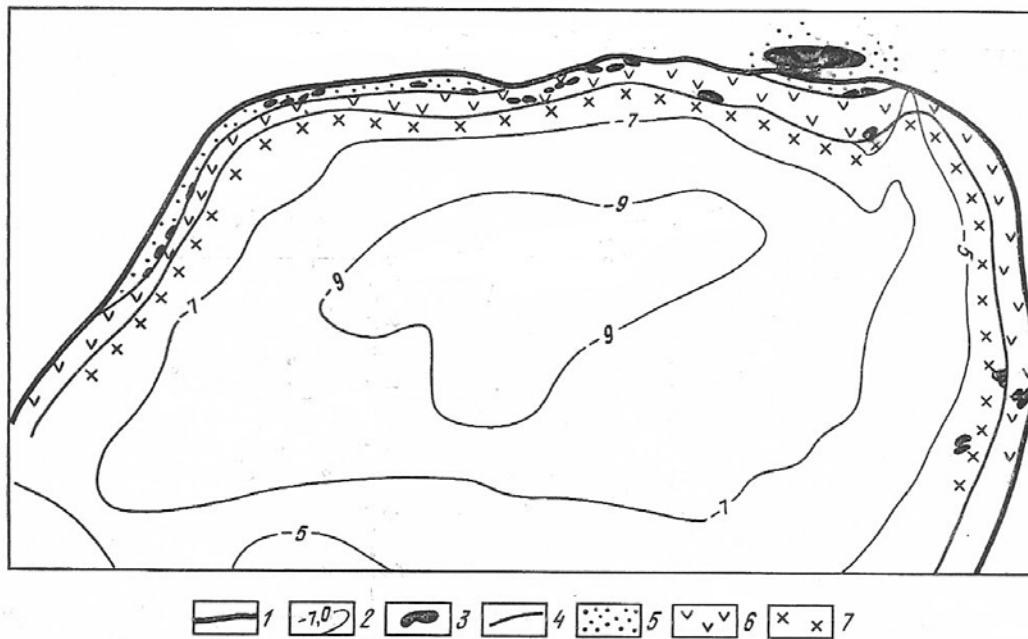


Рис. 3. Карта возможного зонального распределения конденсатов (по их плотности и другим параметрам) в породах C_2-P_1 подсолевого комплекса Прикаспийской впадины (по Ботневой и др., 1988): 1 – граница впадины; 2 – изогипсы поверхности подсолевого комплекса; 3 – месторождения нефтяные, нефтегазоконденсатные и газоконденсатные; 4 – границы зон распространения конденсатов различной плотности; зоны: 5 – с плотностью конденсатов менее $0,75 \text{ г/см}^3$, выходом бензинов более 75%, содержанием метановых УВ в бензинах менее 50%, выходом конденсата менее $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$; 6 – с плотностью конденсатов $0,75-0,80 \text{ г/см}^3$, с выходом бензинов 50–75% и более, содержанием метановых УВ в бензинах менее 50%, выходом конденсата $100-500 \text{ см}^3/\text{м}^3$ и более; 7 – с плотностью более $0,80 \text{ г/см}^3$, выходом бензинов менее 50%, содержанием метановых УВ в бензинах более 50%, выходом конденсата более $500 \text{ см}^3/\text{м}^3$

ние в залежах УВ в осадочном чехле Прикаспийской впадины. На материале исследований многих регионов России установлено, что это отношение коррелируется с наблюдаемым тепловым потоком Q (Polyak, Tolstikhin, 1985; Polyak et al., 2000):

$$Q = 6,99 \lg(^3\text{He}/^4\text{He} \cdot 10^8) + 37.$$

Кроме того, это отношение может помочь в определении доли коровой и мантийной составляющих в тепловом потоке, так как между ними существует регрессионная зависимость типа

$$Q_c/Q_m = 0,815 - 0,300 \lg_e (^3\text{He}/^4\text{He})^*,$$

где Q_c/Q_m – отношение корового и мантийного компонентов теплового потока, $(^3\text{He}/^4\text{He})^*$ – отношение изотопов гелия, нормированное по атмосферному отношению его изотопов, равному $1,39 \cdot 10^{-6}$ (Wang, 2001). Соответственно по этой формуле можно предсказать соотношение изотопов гелия в глубинном флюиде, если известно соотношение корового и мантийного компонентов теплового потока и, разумеется, есть основания считать однотипными сравниваемые осадочные бассейны. По-видимому, при соотношении между коровым и мантийным компонентами теплового потока, близком для Прикаспийской впадины к 1

(как мы показали выше, это представляется нам наиболее вероятным), нормированное отношение $(^3\text{He}/^4\text{He})^*$ во флюиде должно быть равно $0,6-1,0$, что близко, например, к установленным величинам для осадочного бассейна Паннонской впадины в Европе. Величина самого изотопного отношения для гелия Прикаспийской впадины таким образом может оказаться на уровне известных значений для земной коры Скифской плиты ($0,5-1,5 \cdot 10^{-7}$), где, кстати, коэффициент корреляции между отношением $^3\text{He}/^4\text{He}$ и тепловым потоком равен $0,7108$ (Polyak et al., 2000).

Однако здесь мы находимся в самом начале пути, так как прямых данных по изотопии гелия по Прикаспийской впадине не имеется (во всяком случае, они нам не известны). Нам остается лишь надеяться, что такие исследования будут проведены в недалеком будущем. В первую очередь важно изучение распределения концентраций гелия и его изотопии, а также метана и его гомологов, азота, сероводорода и углекислого газа. При этом следует поставить следующие вопросы: как могут выглядеть картины распределения этих газов, а также изотопов гелия, серы и углерода в газовых, газоконденсатных и нефтяных залежах, каковы их соотношения в зависимости от глубины залегания



и удаления от бортовых зон впадины? Пока что можно высказать предположение, что в отличие от смежной Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, где практически весь гелий имеет, скорее всего, радиогенную природу, Прикаспийская НГП, не имеющая древнего кристаллического фундамента гранитно-метаморфического состава, должна характеризоваться повышенным уровнем содержания мантийного гелия. Повышенное содержание гелия установлено в залежах по всему разрезу Оренбургского и Астраханского месторождений, а также во многих месторождениях примыкающей с северо-запада и запада Нижневолжской нефтегазоносной области, где в прибортовой зоне Прикаспийской впадины они образуют несколько линейно выраженных зон, обрамляющих Саратовские дислокации, Карамышскую депрессию и Степновский сложный вал. Гелиеносные месторождения УВ известны и в Бузулукской депрессии, где они четко следуют в виде субширотных линейных зон вдоль флексурных перегибов и разломов в палеозойских отложениях. Самая южная из этих зон включает Зайкинское, Восточно-Зайкинское и Давыдовское месторождения.

Анализ пространственных вариаций изотопно-гелиевого отношения (наряду с изучением плотности глубинного теплового потока) внутри НГБ Прикаспийской впадины может оказаться важнейшим средством прямого выявления следов процесса тепломассопереноса из мантии в земную кору и косвенного изучения внутрибассейновой миграции УВ-содержащих флюидов.

К сказанному добавим, что в составе газоконденсата Астраханского, Оренбургского и многих других месторождений обнаруживается повышенное содержание ртути, а нефть и нефтешламы содержат также примеси некоторых металлов (в том числе U, Th, РЗЭ). Над залежами многих газовых и газоконденсат-нефтяных месторождений Саратовского Правобережья и Оренбургского Приуралья близ поверхности в неоген-четвертичных отложениях установлено присутствие киновари и сульфидов других металлов (Тищенко, Молчанова, 1970). Оценке роли ртути как индикатора участия мантийного флюида в формировании месторождений углеводородов, в том числе и месторождений Прикаспийской впадины, посвящены серьезные исследования, результаты которых имеют фундаментальное значение (Озерова и др., 2007).

По данным современных гидрогеологических исследований в целом для саратовского сектора Прикаспийской впадины отмечается высокая степень гидродинамической закрытости недр, что гарантирует сохранение скоплений УВ (Клычев, Гонтарев, 2007). Существующая здесь в подсолевом палеозойском комплексе водонапорная система характеризуется элизионным режимом, создающим мощный поток из недр Прикаспийской впадины в пределы ее бортовой

зоны и обрамления. Этот элизионный поток установлен, например, на прилегающей с севера территории Волго-Уральской антеклизы в самом нижнем – додевонско-среднедевонском – водонапорном комплексе на расстоянии до 70–80 км от бортового уступа, а на северо-западе – в створе Пачелмского авлакогена – до 120–150 км. Вместе с данными о распределении АВПД эта картина свидетельствует о том, что во внутренней части Прикаспийской впадины существует высокая гидродинамическая напряженность. Растущие по мере приближения к внутренней части впадины и, очевидно, с глубиной, содержания водно-растворенных газов и в последних – доли метана и сопутствующих УВ (почти до 100%), по нашему мнению, прямо указывают на глубинную связь с флюидным потоком. Интересно, что во внутренней прибортовой зоне Прикаспийской впадины (в зоне развития АВПД) не отмечается латерального движения пластовых вод в нижних водонапорных комплексах, подобного тому, что установлен в бортовой зоне впадины. Воды, здесь присутствующие, отличаются пониженной минерализацией (не более 55–183 г/л) и в то же время самой высокой степенью метаморфизации ($K_m = 6$ и более). Для них характерны высокие, вплоть до промышленных, содержания брома, йода, бора, калия, лития, стронция, рубидия, цезия и других химических элементов. Минерализация этих вод закономерно уменьшается с погружением пород в юго-восточном направлении, в сторону внутренней части впадины. Не вдаваясь здесь в дискуссию по поводу генезиса этих загадочных вод, мы считаем возможным предположить, что содержащиеся в них летучие и подвижные элементы, а также газы (в том числе и гелий) имеют глубинное и, скорее всего, мантийное происхождение. Появление глубинных, слабо минерализованных («разбавленных» до 50–100 г/л) вод может быть обусловлено вертикальной миграцией флюида вдоль тектонических нарушений, соединяющих зоны разуплотнения внутри корового волновода с областью нефтегазоаккумуляции в верхней части земной коры (Дмитриевский и др., 2003).

В последнее время к представлениям о глубинном источнике УВ и масштабной вертикальной их миграции приходят и другие исследователи. Так, по мнению Горькова (2010), одной гипотезы латеральной миграции УВ оказывается недостаточно для объяснения истории формирования залежей нефти и газа (слишком очевиден контроль разрывно-блоковой тектоники палеозоя и кристаллического фундамента в их распределении). Поэтому наиболее правдоподобным является предположение о том, что месторождения нефти и газа, известные в отложениях карбона и, вероятно, девона Саратовского Правобережья, «сформировались в основном за счет вертикальной миграции органических соединений углерода и водорода по разломам из глубоких недр земли, где они (УВ) образуются в результате сложных



химических реакций в условиях высоких давлений и температур» (Горьков, 2010, с. 42). При таком подходе становится понятным, откуда берется нефть в молодых, сформированных в предкачагальское время, локальных инверсионных поднятиях. Ничто не мешает распространить эти выводы и соображения на территорию всей Прикаспийской впадины.

В заключение сделаем выводы.

1. Наблюдаемое в подсолевом комплексе Прикаспийской впадины распределение температур, геотермический режим и поддерживающий его тепловой поток пространственно и во времени тесно связаны с распределением в ее недрах высоких и аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в насыщающих эти недра флюидах.

2. Тепловой и флюидный потоки во впадине тесно связаны не только пространственно, они имеют одно – глубинное – происхождение и общие пути своего движения. По существу, эти потоки являются проявлением общего процесса тепло-массопереноса, осуществляемого глубинным мантийным флюидом.

3. Поликомпонентная система этого флюида при переходе из астеносферной мантии меняется, отражая термодинамические условия литосферы и приобретая известный нам фазовый и компонентный характер. Однако во флюиде продолжают присутствовать компоненты-индикаторы его глубинного происхождения (гелий, ртуть). Дальнейшие преобразования его состава связаны с миграцией и формированием скоплений УВ на определенных уровнях внутри впадины, их дегазацией, а также локализацией выделившихся УВ в виде залежей, их дифференциацией по фазовому составу на газовые, конденсатные и нефтяные.

4. Выявленная к настоящему времени картина термобарических условий и распределения УВ-флюидов лучше всего может быть объяснена как следствие определенного состояния геодинамического режима впадины на новейшем и современном этапах ее развития. Эта картина обусловлена действием общей для Прикаспийской впадины флюидодинамической системы, которая способствует продвижению глубинных флюидов и потоков тепла в ее недра, развитию процессов миграции и формированию залежей УВ.

Мы оставили в стороне традиционные для большинства геологов-нефтяников теоретические представления, сложившиеся за последние десятилетия развития гипотезы органического происхождения углеводородов. Эти представления с тех пор мало чем изменились, а прогностические возможности их оставляют желать лучшего. Некоторые положения данной гипотезы («теории») находятся в противоречии с современным состоянием знаний и накопившимися фактами, игнорировать значение которых далее невозможно. Необходим поиск новых путей в решении проблемы на материале региональных исследований, основанных на альтернативных

положениях гипотезы глубинного мантийного происхождения углеводородов. Надеемся, что непредубежденный читатель найдет в изложенном материале, его анализе и трактовках известных и вновь выявленных закономерностей нечто полезное, что позволит ему продвинуться далее в исследовании затронутой проблемы.

Библиографический список

- Бобров В. Е., Тихомиров В. В. Избыток гелия в нефтях Волго-Уральского НГБ // Генезис углеводородных флюидов и месторождений. М., 2006. С. 147–159.
- Ботнева Т. А., Нечаева О. Л., Грайзер Э. М. Прогнозирование состава конденсатов Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. 1988. № 6. С. 42–45.
- Галушкин Ю. И., Яковлев Г. Е. Влияние соленосных отложений на условия нефтегазогенерации породами подсолевого комплекса (северный борт Прикаспийской впадины) // Геохимия. 2007. № 7. С. 691–703.
- Гордиенко В. В., Завгородняя О. В. Тепловое поле юго-восточной части Русской плиты // Геофизический журнал. 1986. Т. 6. № 6. С. 3–11.
- Горьков Ю. Д. Миграция и аккумуляция углеводородов в условиях разрывно-блоковой тектоники (на примере Саратовского правобережья) // Недра Поволжья и Прикаспия. 2010. Вып. 61. С. 34–43.
- Дальян И. Б. Геотермия подсолевых нефтегазоносных комплексов восточной окраины Прикаспийской впадины // Сов. геология. 1986. № 12. С. 35–39.
- Дмитриевский А. Н., Баланюк И. Е., Донгарян А. Ш., Каракин А. В., Повешенко Ю. А. Современные представления о формировании скоплений углеводородов в зонах разуплотнения верхней части коры // Геология нефти и газа. 2003. № 1. С. 2–8.
- Камбаров Н. Ш. Геодинамика и нефтегазоносность Прикаспийского осадочного бассейна // Вестн. ОГГГН РАН. 2000. № 3(13).
- Клычев Н. В., Гонтарев В. В. Использование гидрогеологических критериев для оценки региональных условий нефтегазоаккумуляции (на примере додевонско-среднедевонских отложений территории Саратовской области) // Недра Поволжья и Прикаспия. Вып. 51. 2007. С. 17–22.
- Костюченко С. Л., Солодилов Л. Н., Федоров Д. Л. Глубинная структура Прикаспия и ее влияние на перспективы нефтегазоносности // Недра Поволжья и Прикаспия. Вып. 16. 1998. С. 6–10.
- Котровский В. В. Геотермические условия образования и размещения залежей углеводородов в осадочном чехле Прикаспийской мегавпадины. Саратов, 1986.
- Кочетков В. В., Тетерин Ф. И. Экспресс-метод приближенной количественной оценки содержания конденсата в газе по данным испытания газонасыщенного объекта ИПТ // Недра Поволжья и Прикаспия. 2004. Вып. 40. С. 62–68.
- Крот А. Н., Посухова Т. В., Гусева Е. В. и др. Генезис гранатов с углеродными включениями из кимберлитовой трубки Мир // Геохимия. 1993. № 6. С. 891–899.
- Кулакова И. И., Оглоблина А. И., Руденко А. П. и др. Полициклические ароматические углеводороды в минера-



лах // Докл. АН СССР. 1982. Т. 267. № 6. С. 1458–1461.

Кутас Р. И. Тепловое поле и геотермический режим литосферы // Литосфера Центральной и Восточной Европы (обобщение результатов исследований). Киев, 1993. С. 114–135.

Марченко О. Н. К истории и результатам нефтегазопоисковых работ в северо-западной части Прикаспийской впадины // Недра Поволжья и Прикаспия. Вып. 29. 2002. С. 27–31.

Николаев В. А. Геодинамическое районирование Восточно-Европейской платформы для новейшего тектонического этапа : в 3 т. // Тектоника и геофизика литосферы. М., 2002. Т. 2. С. 56–59.

Озерова Н. А., Машьянов Н. Р., Рыжов В. В., Пиковский Ю. И. Ртуть как индикатор участия мантийных флюидов в формировании месторождений углеводородов (на примере газоконденсатных месторождений Прикаспийской впадины) // Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России. М., 2007. С. 65–77.

Панкина Р. Г., Максимов С. П., Гурьева С. М. Образование конденсатов Карачаганакского месторождения по изотопным данным // Геология нефти и газа. 1985. № 11. С. 44–48.

Постнова Е. В. Формирование и эволюция геотермического режима Прикаспийской мегавпадины // Недра Поволжья и Прикаспия. 2004. № 40. С. 3–12.

Постнова Е. В., Меркулов О. И. Анализ моделей строения флюидодинамической системы месторождения Тенгиз // Недра Поволжья и Прикаспия. 1998. Вып. 16. С. 18–24.

Тищенко В. А., Молчанова Л. П. О первых находках в шлихах киновари и других сульфидных минералов на территории Саратовского Поволжья // Докл. АН СССР. 1970. Т. 192, № 6. С. 885–887.

УДК 553.632 (470.45)

ВНУТРЕННЯЯ СОЛЯНАЯ ТЕКТОНИКА В ГАЛОГЕННОЙ ТОЛЩЕ ГРЕМЯЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛИЙНЫХ СОЛЕЙ

С. А. Свидзинский, С. А. Федоров, Г. А. Московский¹.

ОАО «ЕвроХим-ВолгаКалий», г. Котельниково

E-mail: SvidzinskySA@yandex.ru

²Саратовский государственный университет

E-mail: MoskovskyGA@info.sgu.ru

Поисково-разведочные работы, проведенные на месторождении в 1979–1982 гг. и 2006–2009 гг., позволили подготовить его к промышленному освоению, установив при этом своеобразное проявление в субгоризонтально залегающих галогенных образованиях внутренней соляной тектоники. Критерием оценки степени и характера внутрисоляной тектоники является **будинаж**, т. е. реакция жестких доломит-ангидритовых прослоев, развитых в солях на возникающие тектонические напряжения. При изучении Гремячинского месторождения выявлен будинаж необычной формы: не растяжения, а нагнетания. Опыт изучения внутренней соляной тектоники Эльтонского купола, складчатости Светлоярской антиклинальной структуры и Гремячинского месторождения позволяет обосновать первопричину образования солянокупольных объектов.

Хуторской М. Д., Антипов М. П., Волож Ю. А., Поляк Б. Г. Температурное поле и трехмерная геотермическая модель Прикаспийской впадины // Геотектоника. 2004. № 1. С. 63–72.

Хуторской М. Д., Тевелева Е. А., Цыбуля Л. А., Урбан Г. И. Тепловой поток в солянокупольных бассейнах Евразии – сравнительный анализ // Геотектоника. 2010. № 4. С. 3–19.

Цветкова Т. А., Шумлянская Л. А., Букгаенко И. В., Заец Л. Н. Сейсмотомография Восточно-Европейской платформы // Изменяющаяся геологическая среда: пространственно-временные взаимодействия эндогенных и экзогенных процессов. Казань, 2007. С. 191–195.

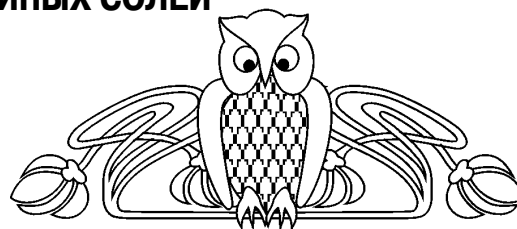
Чекалюк Э. Б. Нефть верхней мантии. Киев, 1967. 256 с.
Osborne M. J., Swarbrick R. E. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: a reevaluation // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. 1997. Vol. 81, № 6. P. 1023–1041.
Polyak B. G., Tolstikhin I. N. Isotopic composition of the Earth's helium and the motive forces of tectogenesis // Chem. geol. 1985. Vol. 52. P. 9–33.

Polyak B. G., Tolstikhin I. N., Kamensky I. L., Yakovlev L. E., Marty B., Cheshko A. L. Helium isotopes, tectonics and heat flow in the Northern Caucasus // Geochim. et cosmochim. Acta. 2000. Vol. 64, № 11. P. 1925–1944.

Smirnov Ya. B., Kutas R. I., Zui V. I. USSR. In Geothermal Atlas of Europe L.; Montreal, 1992. P. 91–101.

Sugisaki R., Mimura K. Mantle hydrocarbons: abiotic or biotic? // Geochem. et cosmochim. acta. 1994. Vol. 58, № 11. P. 2527–2542.

Wang Yang. Is there any relation between helium isotope composition of underground fluids and heat flow in continental areas? // Science in China (series E). 2001. Vol. 44, Supp. P. 186–192.



Ключевые слова: складчатость, будинаж, галогенные породы, соляные купола, разведочные работы

Internal Salt Tectonics within the Halogenic Series in the Gremyachinskoye Potassium Salt Field

S. A. Svidzinskij, S. A. Fyodorov, G. A. Moskovskij

Explorations of 1979–1982 and 2006–2009 have made the field ready for industrial development and have revealed peculiar manifestations of internal salt tectonics within the subhorizontal halogenic bodies. The degree and the character of intrasalt tectonics are estimated according to **boudinage**, i. e. the response of the rigid dolomite-