УДК 550.361.4

ТЕПЛОВОЙ ПОТОК В СОЛЯНОКУПОЛЬНЫХ БАССЕЙНАХ ЕВРАЗИИ – СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ

© 2010 г. М. Д. Хуторской*, Е. А. Тевелева*, Л. А. Цыбуля*, Г. И. Урбан**

* Геологический институт РАН, Москва, 119017, Пыжевский пер., д. 7

** БелНИГРИ, 220108, Минск, ул. Казинца, д. 62 Поступила в редакцию 17.08.2009 г.

Анализируется распределение геотермического поля в Прикаспийской, Припятской и Северо-Германской впадинах. Эти структуры характеризуются широким распространением эвапоритовых толщ позднепалеозойского возраста, которые испытали галокинез из-за тектонической и гравитационной неустойчивости, что привело к формированию соляных куполов и штоков. На границе куполов и вмещающих пород происходит рефракция теплового потока, обусловленная контрастом теплопроводности между эвапоритами и терригенными породами межкупольных зон. Это главная причина изменчивости теплового потока по латерали и по глубине в солянокупольных бассейнах. Отмечена тесная пространственная корреляция зон повышенных температур в недрах осадочных пород с проявлениями нефтегазоносности, что подтверждается результатами 2D- и 3D-моделирования геотермического поля. Отмечавшаяся ранее связь локализации месторождений нефти и газа с глубинными разломами в пределах изученных впадин, создает предпосылки для рассмотрения геотермического поля как генетического фактора, формирующего тектонические и ресурсные особенности солянокупольных бассейнов.

введение

Соленосные толщи имеют глобальное распространение и составляют значительный объем осадочных отложений многих седиментационных бассейнов мира. Это уникальные по генезису и условиям залегания толщи, интенсивное формирование которых происходило на протяжении всего фанерозоя: от кембрия до современного времени. Около половины нефтегазоносных провинций и областей приурочены к солеродным бассейнам. В их пределах широко распространены также термальные и промышленные воды и рассолы, сосредоточены колоссальные объемы галита и сильвинита, отмечаются месторождения серы, гипса и других полезных ископаемых. Совершенно понятно, почему, несмотря на длительную историю и достигнутые успехи в изучении солеродных бассейнов, интерес к их теоретическому изучению и практическому освоению все возрастает. Важное место в этих исследованиях принадлежит геотермии.

В данной работе мы рассмотрели особенности теплового поля и его связь с историей развития и нефтегазоносностью трех солеродных бассейнов Северной Евразии: Прикаспийского, Припятского и Северо-Германского. Они наиболее полно изучены методами бурения и геофизическими методами, в том числе, геотермическими.

В осадочном чехле этих бассейнов вскрыты эвапориты девонского (Припятская впадина) и

пермского (Прикаспийская, Северо-Германская впадины) возраста, имеющих форму куполов и штоков вследствие тектонической и гравитационной неустойчивости. Они представлены в основном каменной солью с редкими включениями сульфатов и прослоями разной мощности сульфатно-терригенных пород — аргиллитов, песчаников и ангидритов. Углы падения на бортах этих куполов изменяются от нескольких градусов до 75°, что связано с пластическим перемещением соли из межкупольных зон в ядра соляных массивов.

Купола, как правило, прорывают вышележащие отложения. В одних случаях из-за прекращения роста куполов вышележащие мезозойские породы остаются в горизонтальном залегании, в других рост продолжается и образуется флексурообразный наклон надсолевых слоев, форма которого зависит от времени и скорости подъема соли. В плане купола имеют округлую, эллиптическую, удлиненную или звездообразную форму. Округлая форма характерна для центральных частей впадин, а удлиненная — для ее бортовых зон [16].

Теплопроводность каменной соли очень высока. Она составляет 5.0–5.5 Вт/(м · K), значительно превышая теплопроводность вмещающих терригенных пород, которая составляет 1.6–2.0 Вт/(м · K). Такой резкий контраст теплопроводности при крутых углах наклона границ раздела сред обусловливает сильное перераспределение глубинного теплового потока. Как и другие потенциальные поля, он распространяется по пути наименьшего сопротивления, т.е. концентрируется в теле соляных куполов и, соответственно, разряжается в межкупольных зонах.

Таким образом, рефракция теплового потока – это главная причина неоднородности теплового поля в солянокупольных впадинах. Анализируя эмпирические данные, можно видеть, что положительные аномалии теплового потока над соляными куполами создаются, в основном, за счет структурно-теплофизических неоднородностей и присутствия "тепловодов" - толщ каменной соли. Количественные оценки других возможных причин появления аномалий (генерацию тепла за счет радиоактивного распада и экзотермических реакций, выделение тепла при трении и за счет тепломассопереноса при галокинезе) показали, что их влияние, пересчитанное в значения теплового потока, не превышает погрешности наблюлений.

Проведем более подробный анализ геотермического поля каждого из бассейнов.

ПРИКАСПИЙСКИЙ БАССЕЙН

Бассейн традиционно выделяется в границах солянокупольной области. Его северо-западным ограничением служит предкунгурский тектоноседиментационный уступ с амплитудой до 1500 м, который протягивается в субмеридиональном направлении от г. Котельниково на юге до Саратова на севере, а далее резко поворачивает на восток, проходя по широте Уральска до Оренбурга. С востока впадина ограничена складчатыми структурами Урала, с юго-востока – Южно-Эмбинским палеозойским приразломным поднятием и с югозапада – Донбасс-Туаркырской системой инверсионных поднятий [25]. В очерченных границах Прикаспийская впадина оформилась как замкнутый бассейн только к концу ранней перми, когда были образованы орогенный пояс Урала на ее восточных границах и инверсионное поднятие на месте Донбасс-Туаркырской рифтовой системы. До этого момента различные ее части входили в состав разных седиментационных бассейнов. Западная половина впадины была составной частью осадочного бассейна, непрерывно развивавшегося с позднего рифея, а юго-восточная часть являлась вплоть до начала девона частью крупной орогенической области. В девоне и раннем карбоне всю территорию впадины занимала обширная область седиментации, которая в палеогеографическом отношении представляла собой шельфовую окраину глубоководного бассейна окраинноморского типа. Последний располагался перед фронтом зоны субдукции, разделявшей Восточно-Европейский континент и Уральский океан.

Геотермические исследования в скважинах Прикаспийской впадины начали проводиться еще в довоенные годы при разведке Южно-Эмбинской нефтеносной провинции. Здесь на месторождениях Доссор, Таскудук, Макат, Сагиз и некоторых других были пробурены скважины, в которых в 1938-1940 гг. были получены оценки температур на глубинах до 2 км. Первые же обобщения термометрических данных позволили сделать вывод о неоднородности геотермических градиентов и о приуроченности повышенных их значений к антиклинальным, а пониженных - к синклинальным структурам [18]. Несколько позже С.С. Ковнер, на примере Южно-Эмбинских структур [17] дал теоретическое обоснование применению терморазведки для поисков погребенных куполов.

Несмотря на массовую термометрию скважин Прикаспийской впадины, обобщений таких данных относительно мало. Можно указать на работы И.Б. Дальяна, Ж.С. Сыдыкова и др. по восточной части впадины [11–13], В.С. Жеваго – по центральной и восточной частям впадины [15], А.В. Дружинина – по западной части [14].

Основной объем фактических данных по геотермии региона был собран в период составления Геотермической карты СССР масштаба 1:5000000 [10] и находился в архивах Лаборатории геотермии Геологического института АН СССР в виде копий термограмм. Этот материал, а также данные, опубликованные позднее, явились основой для наших исследований.

В результате первичной обработки данных производственного термического каротажа была сделана отбраковка некондиционных наблюдений в невыстоявшихся скважинах, географическая привязка и оцифровка остальных данных, проведен анализ литологических обстановок, вскрытых скважинами. Все это завершилось созданием базы данных по геотемпературным измерениям с графическим приложением, которая включала информацию о температурах в 115 скважинах региона, в том числе в 16 глубоких (4 и более км) (рис. 1).

Структурно-теплофизические неоднородности создают в пределах Прикаспийской впадины латеральные и вертикальные вариации геотермического градиента и плотности теплового потока, поэтому оценка их фоновых значений путем простого осреднения данных затруднительна и должна идти по пути детального рассмотрения особенностей температурного поля буквально в каждой скважине. Следует также учесть мозаичный характер тектонических неоднородностей во впадине, особенно, в ее наиболее обширной центральной части, выделяемой как Центрально-



Рис. 1. Термограммы некоторых глубоких скважин в Прикаспийском бассейне Скважины: *1* – Блаксай-89п; *2* – Каратюбе-34; *3* – Каратюбе-35; *4* – Кумсай–2; *5* – Биикжал-СГ2; *6* – Курсай-4; *7* – Аралсорская-СГ1; *8* – Ташлинская-25п

Прикаспийская депрессия. Здесь купола имеют округлую форму, поэтому применение к ним методов двухмерной аппроксимации теплового поля вносит априорную погрешность. В первом приближении двухмерная аппроксимация распределения параметров теплового поля возможна лишь в прибортовых частях впадины, где преобладающие соляные структуры — это соляные валы и гряды [12]. В связи с этим, мы применили методы трехмерного моделирования и отображения геотермического поля для всей территории Прикаспийской впадины.

Основой для построения трехмерной картины распределения температур и других геотермических параметров явились данные о термометрии скважин, а также измерения теплопроводности основных литологических групп: терригенных пород, сульфатов, галита, вскрытых при бурении.

Для построения изотерм в трехмерной геометрии были использованы скважины с наиболее на-

5



Рис. 2. Схема расположения скважин, использованных для трехмерного моделирования

дежными (равновесными) данными о распределении глубинных температур. Расположение этих скважин показано на рис. 2.

Метод построения трехмерной картины распределения температур и геотермических градиентов основан на использовании геоинформационной технологии TECPLOT v.7.0-10.0 (AMTEC Engineering Inc., USA). В дополнение к ней нами были разработаны специальные модули для конвертации термометрических данных в формат ТЕСРLОТ [27]. Программа позволяет проводить объемную интерполяцию наблюденного поля. Трехмерная интерполяция проводится по сетке произвольной конфигурации. В нашем случае была использована неравномерная сетка, "привязанная" к координатам скважин и к простиранию сейсмических профилей, вдоль которых выполнялись двумерные расчеты глубинных температур [23]. Параметры интерполяции задавались таким образом, чтобы избежать необоснованных фактическими данными скачков глубинных температур в межскважинном и межпрофильном пространстве.

Из анализа рис. ЗА видно явное повышение температуры на глубинных срезах с северо-восто-

ка на юго-запад. Так, в восточной части впадины на границе с Мугоджарами, температуры на глубине 2 и 3 км составляют, соответственно, 40–45 и 60–65°С, а в районе Южной Эмбы и Мангышлака на тех же глубинах – 55–60 и 70–75°С. Это в первом приближении согласуется с выводом о снижении теплового потока в восточной части Прикаспийской впадины, причиной которого являются нестационарные процессы экранирования глубинного теплового потока, проявившиеся на Южном Урале и в Мугоджарах [24].

Другая трехмерная температурная модель была рассчитана для интервала глубин 0—50 км, включающего всю кору в Прикаспийской впадине (рис. 3Б). Для ее построения мы использовали данные о структуре и пластовых скоростях сейсмических волн вдоль профилей в пределах впадины [4, 20, 21, 23].

В соответствии с сейсмическим разрезом были приняты значения теплофизических свойств пород, которые использовались для расчета значений глубинных температур и теплового потока (табл. 1).

Как видно из таблицы, основными контрастными комплексами в разрезе являются соль и эк-



Рис. 3. Трехмерные модели распределения глубинных температур в Прикаспийской бассейне: А – в интервале бурения скважин (0–5 км), Б – в земной коре (0–50 км)



Рис. 4. Зависимость температуры на забое скважин от их глубины (пояснения см. в тексте)

логиты. Появление последних в низах коры является отличительной особенностью Центрально-Прикаспийской депрессии [6]. Эклогиты ассоциируются с линзой высокоскоростных пород (7.9–

¹. При моделировании на нижней границе разреза принимались граничные условия второго рода, т.е. задавался постоянный тепловой поток, значение которого было адекватно измеренному фоновому значению в глубоких скважинах этого региона за вычетом ра-

диогенной теплогенерации в земной коре (см. табл. 1). Этот редуцированный тепловой поток составлял 23 мВт/м². На верхней границе задавалась постоянная температура — температура "нейтрального слоя", которая была рассчитана из анализа зависимости забойных температур от глубины скважин (рис. 4). Линейный фитинг данных позволил вывести формулу регрессии [28], связывающую температуру (T) и глубину забоя (Z) : T = (274.86 + Z)/45.80.

Если принять Z = 0, то $T = 6^{\circ}$ С. Примерно такая температура была реально зафиксирована на "нейтральном слое" (на глубине 20–30 м) при термозондировании.

С помощью регрессионной зависимости было также рассчитано значение среднего геотермического градиента в интервале глубин скважинных измерений (21.8 мК/м). На боковых границах области моделирования соблюдалось условие отсутствия латерального оттока тепла, т.е. $\partial T/\partial x = 0$.

Моделирование проводилось с помощью программного комплекса TERMGRAF, который позволяет в нестационарном режиме с помощью метода конечных элементов рассчитывать глубинные температуры и тепловые потоки при любой геометрии структурных границ и при любом количестве теплофизических контрастов [24].

Построение трехмерной матрицы температур основано на объемной интерполяции всех полученных численных данных, т.е. измерений по скважинам и расчетных геотермических данных по сейсмическим профилям. Как показало сравнение эмпирических и расчетных данных для скважин, лежащих на линии профилей или для створов пересечений профилей, невязка в определении глубины нахождения одноименных изотерм весьма невелика. Она составляет всего ± 50 м при глубинах до 5 км или ± 150 м при глубинах до 40 км. Таким образом, относительная погреш-

Структурно-формационный комплекс	Температуропроводность, $n \times 10^{-7} (m^2/c)$	Теплопроводность, Вт/(м · K)	Теплогенерация, мкВт/м ³
Надсолевой комплекс терригенных пород	5.0	2.0	1.5
Каменная соль	12.0	5.3	0.4
Подсолевой комплекс терригенных пород	7.0	2.3	1.3
Метаморфический комплекс (vгр. = 6.6 км/с)	8.0	2.5	1.5
Геофизический гранитно- метаморфический слой	6.0	2.5	1.8
Геофизический базальтовый слой	8.0	2.9	0.3
Эклогиты	10.0	3.2	0
Верхняя мантия	10.0	3.4	0

Таблица 1. Теплофизические параметры, принятые для моделирования геотермического поля

¹ Заметим, что ассоциация линзы высокоскоростных пород с эклогитами неоднозначна. Можно предложить и другое объяснение существования высокоскоростной линзы, например, появление слэба океанической коры Уральского палеоокеана в низах коры впадины в результате субдукции

ность модельной аппроксимации фактических данных не превышает 1%.

Температуры в земной коре до глубины 50 км проявляют ту же тенденцию, что и в интервале бурения скважин, т.е. они плавно увеличиваются в юго-западном направлении (см. рис. 3Б). В восточной части впадины на границе М температура составляет 400°С, т.е. такая же как и под складчатыми сооружениями Южного Урала и Мугоджар [24], а в Центрально-Прикаспийской депрессии, и особенно в районе Южной Эмбы, на М достигается температура 450–500°С.

От меридиана Мугоджар в западном направлении изотермы, поднимаясь, образуют несколько куполов, вершины которых приурочены к районам Южной Эмбы, сора Мертвый Култук и Северного Мангышлака, а также Астраханского и Бузулукского сводовых поднятий (рис. 5). Заметим, что отмечавшаяся нами ранее пространственная корреляция температурных куполов и зон промышленной нефтегазоносности в Печорском бассейне Баренцева моря и в Южно-Карской впадине [26], проявляется и в данном случае, т.к. названные районы России и Республики Казахстан — это районы интенсивной добычи углеводородного сырья.

ПРИПЯТСКИЙ БАССЕЙН

Припятский бассейн расположен в одноименном прогибе между Белорусской и Воронежской антеклизами и разделяющей их Жлобинской седловиной на севере и Украинским щитом – на юге. Протяженность его в субширотном направлении составляет 280 км и ширина до 150 км. Он входит в состав планетарного пояса разломов – Сарматско-Туранского линеамента, простирающегося в северо-западном направлении от отрогов Гиссарского хребта на востоке, проходя южнее Прикаспийской впадины, до Подлясско-Брестского прогиба – на западе [2]. Этот линеамент как бы соединяет два крупнейших соленосных бассейна – Восточно- и Западно-Европейские.

Припятский прогиб ограничен с севера и юга разломами мантийного заложения. Внутри него также прослеживается ряд субширотных разломов, некоторые из которых, особенно в северной части, имеют мантийную природу [1].

Прогиб сформировался в позднем палеозое. Он выполнен, главным образом, отложениями от среднедевонского до среднетриасового возраста. Максимальная мощность платформенного чехла составляет 5.5–6 км. В разрезе чехла выделяется две соленосные толщи верхнедевонского возраста – нижняя и верхняя, разделенные карбонатноглинистой межсолевой толщей. Наибольшее развитие получила верхнесолевая толща. Ее максимальная мощность, достигающая 3 км, установлена вблизи северного борта прогиба [1]. В центральной части мощность колеблется от 0.6 до 2.5 км, на юге она составляет 0.7–2 км. Мощность нижней соленосной толщи в несколько раз меньше, чем верхней. Верхняя солевая толща, в отличие от нижней, характеризуется ярко выраженной соляной тектоникой с хорошо развитыми соляными куполами, штоками и валами.

Накопление эвапоритовых толщ происходило в глубоководном трансгрессирующем море и сопровождалось активными блоковыми подвижками по субширотным разломам, а также проявлением вулканической деятельности в северо-восточной части прогиба и в прилегающих районах. Здесь сформировались осадочно-вулканогенные и щелочно-базальтовые формации, синхронные по времени образования с эвапоритовыми толщами [9].

Таким образом, история развития, геологическое строение, характер разломной тектоники Припятского прогиба позволяют считать, что морской бассейн был средой для осадконакопления не только продуктов сноса материала с окружающей суши, но и в значительной мере глубинного вещества, поступающего в бассейн по проницаемым разломам, особенно в периоды накопления соленосных толщ. Некоторые разломы проявили свою активность не только в процессе развития Припятского прогиба, но и сохраняют ее до настоящего времени, что отражается в характере геотермического поля.

Геотермическая характеристика прогиба основывается на многочисленных измерениях температуры в скважинах (более 200 глубоких скважин). Основная часть скважин располагается в северной зоне прогиба. В меньшей степени изучен юг рассматриваемой структуры. В большинстве из них выполнен расчет теплового потока [22, 29]. На рис. 6 приведены термограммы, измеренные в разных зонах: северной, центральной и южной. Можно видеть отличие конфигурации термограммы северной зоны (скв. Вишанская, Чкаловская, Озаричевская) от двух последних, что свидетельствует о различии в геотермической обстановке. Это находит отражение и в плотности теплового потока. Так, в южной прибортовой зоне он составляет в среднем $45-50 \text{ мBt/m}^2$, а в северной $- 60 - 75 \text{ мBt/m}^2$.

Причины различия фоновых значений тепловых потоков в северной и южной частях прогиба обсуждаются в работе [29]. Авторы придают большое значение процессам рефракции теплового потока в условиях структурно-теплофизических неоднородностей и считают этот фактор решаю-



ТЕПЛОВОЙ ПОТОК В СОЛЯНОКУПОЛЬНЫХ БАССЕЙНАХ



Рис. 6. Термограммы глубоких скважин Припятского бассейна

щим при объяснении латеральных вариаций в пределах одной и той же зоны. Например, на Речицком и Первомайском соляных куполах над апикальной и в прибортовой их частях тепловой поток достигает, соответственно, 124 и 106 мВт/м² при фоновом тепловом потоке для всей зоны — 75 мВт/м². Однако, рассматривая вариации фонового теплового потока между зонами, отмечается различный вклад радиогенной теплогенерации и разная степень проницаемости глубинных разломов для флюидов, создающий дополнительный адвективный приток тепла. Расчеты вклада радиогенного тепла показывают, что в северной части прогиба он составляет 29 мВт/м², а в южной — 13 мВт/м². Такие заметные различия радиогенной

ГЕОТЕКТОНИКА № 4 2010

компоненты теплового потока объясняются, вопервых, величиной удельной теплогенерации (0.5–1.0 мкВт/м³ – в южной зоне, 1.5–2.0 мкВт/м³ – в северной зоне), во-вторых – утолщением гранитно-метаморфического слоя коры, дающего основной вклад в радиотеплогенерацию, именно в северной зоне прогиба. Остальная и большая часть фоновой величины теплового потока генерируется за счет его поступления из мантии и из нижней коры по проницаемым глубинным разломам, частота встречаемости которых в северной части прогиба заметно выше. Судя по геофизическим данным, эти глубинные разломы дренируют мантию. В Припятском бассейне отчетливо видна связь соляных структур с разломами подсолевого ложа [1]. Подавляющее большинство верхнефранских и верхнефаменских соляных поднятий являются приразломными, располагаясь в поднятых крыльях разломов.

К настоящему времени в Припятском бассейне установлено 69 нефтяных месторождений. Нефтяные залежи приурочены в основном к подсолевым (преимущественно карбонатным) и межсолевым отложениям. Одной из характерных особенностей нефтеносности является приуроченность большинства нефтяных месторождений к северной зоне структурных ступеней. Здесь развита система из четырех региональных разломов мантийного заложения, падающих на юг. Вдоль Северного краевого мантийного разлома открыты Прохоровское, Судовицкое, Березинское и Отрубовское месторождения. В непосредственной близости от этого разлома, вдоль Оземлинско-Первомайского глубинного мантийного разлома установлены Оземлинское, Южно-Оземлинское, Первомайское, Западно-Александровское и Южно-Александровское месторождения. Еще южнее, вдоль Речицко-Вишанского глубинного мантийного разлома расположены Восточно-Дроздовское, Борисовское, Вишанское, Давыдовское, Сосновское, Осташковичское, Тишковское и Речицкое месторождения. Еще семь месторождений открыты на опущенном крыле этого разлома. В зоне Червонослободского регионального мантийного разлома установлены Октябрьское, Северо-Домановичское, Казанское, Золотухинское, Малодушинское, Барсуковское и еще ряд небольших месторождений.

Важно отметить, что нефтяные месторождения приурочены к глубинным разломам субширотной ориентации и сосредоточены, главным образом, в пределах аномалии высоких тепловых потоков северной зоны. Впервые на взаимосвязь нефтеносности осадочного чехла и геотемпературного поля обращено внимание в работе [8]. Авторы отмечали заметное повышение температур в Северной разломной зоне по сравнению с Южной бортовой разломной зоной. Это превышение по данным термометрии скважин составляло 20–25°С на одноименных глубинах. В пределах самой Северной разломной зоны температура возрастает с запада на восток.

Количественная оценка температурного поля в Припятском бассейне проведена нами на основе трехмерного моделирования геотемпературного поля, технология которого была описана выше. Основой для построения 3D-моделей явились данные о температурах в скважинах и теплопроводности горных пород разреза [3, 26, 29]. Теплофизическая структура задавалась на основании результатов сейсмических профилирования и зондирования методами ГСЗ и МОВ-ОГТ вдоль серии профилей субмеридионального простирания [7, 35].

Детальная изученность теплового потока и радиогенной его компоненты позволила задать на нижнюю границу области моделирования (глубина 6 км) редуцированный тепловой поток в соответствующих структурно-формационных зонах, а внутри области моделирования — распределение источников радиогенного тепла. На верхней границе, совпадающей с уровнем "нейтрального слоя", задавалась среднегодовая температура (8°С) по данным скважинных измерений.

На рис. 7 показана 3D-температурная модель верхней части земной коры Припятского бассейна, а также расположение глубинных разломов и локализация нефтяных месторождений. Ясно выражена тенденция увеличения температур в северном направлении. Так, на глубине 4 км в южной части прогиба температура составляет 45– 50°С, а в северной его части – 65–70°С. На глубине 6 км, соответственно, 65–70°С и 85–90°С. Экстраполируя температуру в глубину, можно показать, что катагенетические температурные условия для нефти (T = 120°С) в северной части прогиба будут встречены на глубине 8.5–9.0 км.

Таким образом, мы отмечаем ту же тенденцию распределения температур в земной коре, которая была описана в Прикаспийской впадине: локализация нефтяных месторождений приурочена к "температурному куполу" – зоне подъема изотерм в осадочном чехле (см. рис. 7). В Припятской впадине "температурный купол" генетически связан с расположением глубинных разломов, по которым происходит дополнительный тепломассоперенос [9]. Отсюда следует, что вероятной причиной формирования тепловых аномалий является поступление глубинных углеводородосодержащих флюидов по проницаемым разломам. Это обусловливает более высокий фоновый тепловой поток в северной части Припятского бассейна по сравнению с Прикаспийским бассейном, где признаков адвективного тепломассопереноса в настоящий момент мы не отмечаем.

СЕВЕРО-ГЕРМАНСКИЙ БАССЕЙН

Северо-Германский бассейн занимает среднюю часть Центрально-Европейского нефтегазоносного бассейна (ЦЕНБ). В его строении принимают участие фанерозойские отложения мощностью до 12—14 км. В подошве осадочного чехла залегают терригенно-карбонатные отложения девонского возраста, которые сменяются нижнека-



Рис. 7. Трехмерная температурная модель земной коры Припятского бассейна; линиями показано простирание глубинных разломов, треугольники — месторождения нефти

менноугольными карбонатными породами. Верхний карбон и нижняя пермь представлены терригенными, часто красноцветными (Rotliegende) и грубозернистыми отложениями. Верхнепермские образования (Zechstein) сложены в низах терригенными или карбонатными породами, которые сменяются ангидритами или доломитами, далее каменной солью и ангидритами. Наиболее развита каменная соль в отложениях штрассфуртской свиты [36].

В пределах ЦЕНБ выделяются следующие крупные структурные элементы: 1) Североморская синеклиза, расположенная на месте одноименного моря и прилегающих частей Восточной Англии, северо-запада ФРГ, Нидерландов и Дании; 2) Северо-Германская впадина; 3) Датско-Польский прогиб; 4) Балтийская синеклиза [30].

Северо-Германская впадина примыкает к Североморской синеклизе. Для докайнозойского плана впадины характерно расчленение ее на ряд

ГЕОТЕКТОНИКА № 4 2010

прогибов (трогов), выраженных только в мезозойских отложениях. На западе впадины выделяется крупный Нижнесаксонский широтно вытянутый прогиб, восточнее его простираются небольшие прогибы: Ганноверский и Гифхорн, соответственно, субмеридионального и юго-западного простирания. На северо-западе Северо-Германской впадины выделяются два Гольштайнских прогиба, вытянутых в юго-западном направлении.

Для впадины в целом характерно развитие солянокупольных дислокаций (с солями цехштейнового (верхнепермского) возраста), образующих иногда протяженные, выходящие на поверхность линейно вытянутые соляные хребты [30].

Северо-Германская впадина имеет сложную структуру, обусловленную пересечением на ее месте двух различных по направлению и времени проявления тектонических дислокаций (рейнской и герцинской), сопровождающихся значи-



Рис. 8. 2D-геотермическая модель по профилю P4 (Северо-Германский бассейн) А – местоположение профиля P4; Б – распределения теплового потока вдоль профиля P4; В – температурный разрез вдоль профиля P4



Рис. 9. Трехмерная температурная модель восточной части Северо-Германского бассейна (Польский бассейн); линиями показано простирание глубинных разломов, треугольники – месторождения нефти

тельными изменениями мощностей меловых, юрских и триасовых отложений и резким угловым несогласием в их залегании. Впадина имеет асимметричный профиль. Здесь мощность палеозойских отложений достигает 5 км, мезозойских — превышает 8 км. Для триасовых отложений характерны мощные (до 100 м) пачки каменной соли. [31]

Нефтегазоносность Северо-Германской впадины охватывает широкий стратиграфический интервал. Углеводороды обнаружены в палеогеновых, меловых, юрских, триасовых, пермских и каменноугольных отложениях. Отчетливо прослеживается преимущественная приуроченность газовых скоплений к пермским, триасовым, в меньшей степени каменноугольным отложениям, что обусловливает появление во впадине про-

ГЕОТЕКТОНИКА № 4 2010

странственной зональности в размещении нефтяных и газовых залежей.

В пределах административных границ Германии обнаружено несколько десятков, в основном, мелких месторождений нефти и газа. Месторождения нефти расположены в северной (месторождения Райнкенхаген, Гриммен, Лютов), юго-восточной (Губбен, Любен, Штааков) и юго-западной (Фаллштейн) частях Северо-Германской впадины, а газа – в юго-восточной [5].

Наиболее крупный погребенный Нижнесаксонский прогиб расположен на юге Северо-Германской впадины. Прогиб выражен лишь в отложениях от верхнего триаса до нижнего мела и особенно резко в верхнеюрских породах. На западе Нижнесаксонский прогиб замыкается на месте северо-восточного погружения Центрально-Ни-

Глубина (км)	Температура, °С				
	Прикаспийский	Припятский	Вост. часть Северо- Германского	Зап. часть Северо- Германского	
0-5	$\frac{42}{8-104}$	$\frac{37}{8-74}$	$\frac{87}{9-242}$	$\frac{86}{9-165}$	
5-10	$\frac{105}{46-159}$	_	$\frac{215}{106-397}$	$\frac{214}{93-306}$	
10-20	$\frac{192}{95-274}$	_	$\frac{366}{194-612}$	$\frac{343}{168-477}$	

Таблица 2. Сравнение глубинных температур для Прикаспийского, Припятского и Северо-Германского бассейнов

в числителе дроби – среднее значение, в знаменателе – минимальное и максимальное значения температур

дерландского поднятия (склон Эмсланд), в пределах которого мощность юрских и триасовых отложений значительно сокращается [34].

В средней части ЦЕНБ, на востоке Германии расположена наиболее низменная часть Северо-Германской впадины. Здесь в разрезах скважин вскрываются недислоцированные каменноугольные, девонские и ордовикские отложения.

Структура польской части бассейна определяется сочленением здесь докембрийской платформы (Балтийская синеклиза) на северо-востоке с эпигерцинской (Северо-Германская впадина) на юго-западе. Зона сочленения выражена погребенным краевым прогибом, примыкающим на северо-востоке к Балтийской синеклизе, и Среднепольским складчатым валом, выход которого на поверхность выражен на юго-востоке Свентокшискими горами. Рассматриваемая часть бассейна сложена преимущественно мезозойскими (мощность до 8 км) и палеозойскими (более 12 км) отложениями. Для разреза палеозойских отложений характерны мощные толщи (2500 м) соленосной перми. Большая часть выявленных в бассейне месторождений расположена в пределах Предсудетской моноклинали, где находится 25 газовых (Отынь, Сенковице, Чеклин и др.) и шесть нефтяных и газонефтяных (Рыбаки, Поленцко, Нова-Суль и др.) месторождений, открытых после 1960 г. Продуктивны верхнепермские известняки и доломиты и нижнепермские песчаники.

Месторождения углеводородов пространственно тяготеют к зонам геотермических аномалий, т.е. проявляется та же тенденция, что и в двух первых бассейнах. Однако, следует учесть, что в целом тепловой поток на территории ЦЕНБ выше, чем в Припятском и Прикаспийском бассейнах. По данным [33], фоновый тепловой поток здесь составляет 80-85 мВт/м², в то время как в остальных бассейнах на этом уровне были аномальные значения.

Для количественной характеристики глубинного температурного режима Северо-Германского бассейна нами построена 3D-геотемпературная модель. Основой для ее построения явились данные о температурах в скважинах и теплопроводности пород разрезов, а также данные о структурно-геологической обстановке вдоль профилей ГСЗ [32, 33, 37].

Моделирование распределения теплового потока и глубинных температур профиля Р4 (рис. 8А, 8Б), простирающегося вдоль Предсудетской моноклинали в северо-восточном направлении на территории Польши, показывает заметное повышение теплового потока (до 100 мВт/м² при фономВт/м²) и появление BOM значении 65 "термических куполов" в температурном разрезе. Эти аномалии приурочены к восточной, "польской части" Северо-Германской впадины, насыщенной солянокупольными структурами и связанными с ними месторождениями углеводородов. Падение теплового потока до фоновых значений происходит лишь на отметке 450 км (см. рис. 8а, 8б), где соляные купола уже не встречаются. Именно это место, по мнению [30], рассматривается как граница между кристаллиникумом Восточно-Европейской платформы и восточной окраиной ЦЕНБ. Высокие значения теплового потока в начале профиля связаны также с глубинными разломами (рис. 9).

Катагенетический температурный интервал преобразования органического вещества в аномальной зоне профиля находится на глубинах 3.0–4.5 км (табл. 2), что весьма благоприятно для концентрации здесь месторождений углеводоро-



Рис. 10. Трехмерная температурная модель западной части Северо-Германского бассейна: треугольники — месторождения нефти

дов. Мы не исключаем возможности нахождения углеводородов и в северо-восточной части профиля, за пределами солянокупольной зоны, но здесь интервал катагенеза расположен уже на глубинах 6.0—6.5 км.

Трехмерная модель глубинных температур для восточной части Северо-Германской впадины (см. рис. 9) демонстрирует наличие ярко выраженного "термического купола", приуроченного к разломам и зоне соляных куполов, где наблюдается наибольшая концентрация нефтяных месторождений.

В западной части Северо-Германской впадины на 3D-модели глубинных температур (рис. 10) выделяется "температурный купол", пространственно коррелирующий с локализацией месторождений нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Нами рассмотрены особенности геотермического поля трех солянокупольных бассейнов Северной Евразии, два из которых можно отнести к экзогональным (Прикаспийский и Северо-Германский) и один — к внутриконтинентальным (Припятский). Все бассейны испытали глубокое и устойчивое прогибание в позднем палеозое и накопление эвапоритовых отложений: солей и сульфатов, иногда с прослоями терригенных пород. Под действием гравитационных и тангенци-

17

альных сил соленосные толщи приобретали форму куполов, штоков и валов, прорывая или деформируя вышележащие отложения.

Галогенные отложения обладают аномально высокой теплопроводностью по сравнению с вмещающими терригенными породами. Сосуществование контраста теплопроводности и резких структурных границ между куполами и отложениями межкупольных зон создают условия для пертурбации глубинного теплового потока. Он концентрируется в теле солей, создавая над апикальными частями куполов и в их прибортовых частях резкие аномалии теплового потока, на 50– 60% превышающие фоновый для данного района тепловой поток. Это одна из главных особенностей распределения геотермического поля в солянокупольных бассейнах [25].

Анализ площадного распределения соляных куполов и их формы показывает тесную связь с разломной тектоникой. Купола, как правило, располагаются вдоль осей разломов и имеют вытянутую форму в направлении их простирания. Только те из куполов, которые приурочены к центральным и наиболее опущенным частям впадин (Прикаспийский и Северо-Германский бассейны), имеют в плане изометричную или звездообразную формы.

Рассмотренные солянокупольные бассейны обладают высоким углеводородным потенциалом. Нефтяные месторождения встречены на различных глубинных уровнях и в разных структурных соотношениях с эвапоритовыми отложениями. Но общей тенденцией является корреляция локализации месторождений с разломными зонами и с зонами повышения температур в осадочном чехле.

Нами введено в геолого-геофизическую терминологию новое понятие - "термический купол" [26]. Это хорошо выраженная на геотемпературном разрезе зона подъема изотерм, проявляющаяся и на 2D-, и на 3D-моделях, пространственно совпадающая с локализацией месторождений углеводородов. Во всех исследованных нами шельфовых или эвапоритовых бассейнах наблюдается тесная пространственная корреляция "термических куполов" и месторождений углеводородов, располагающихся над ними. Естественно, что там, где мы видим эти "купола", температурный интервал катагенеза органического вещества располагается ближе к поверхности Земли. Не являются исключением и три рассмотренных здесь солянокупольных бассейна. В них прослеживается пространственное совпадение разломных зон, нефтяных месторождений, участков с повышенным тепловым потоком и "термических куполов" в поле глубинных температур.

Из сравниваемых регионов наиболее "прогретым" является Северо-Германская впадина. По данным 3D-моделирования на глубине 1000– 2000 м разброс температур составляет: 28–46°С для Прикаспийской впадины, 28–40°С для Припятской впадины и 38–88°С для Северо-Германской впадины.

Расчет катагенетических температурных условий для трансформации органического вещества показал, что он составляет: 7—8.5 км для Прикаспийской впадины, 8.5—9.5 км для Припятской впадины, 3—7 км для Северо-Германской впадины.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (гранты №№ 08-05-00012 и 08-05-90000Бел_а).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. Айзберг Р.Е., Гарецкий Р.Г., Карабанов А.К. и др. Разломы земной коры Беларуси. Минск: Красико-Принт, 2007. 372 с.
- Айзбере Р.Е., Гарецкий Р.Г., Синичка А.М. Сарматско-Туранский линеамент земной коры // Проблемы теоретической и региональной тектоники. М.: Наука, 1971. С. 41–51.
- Атрощенко П.П. Геотермические условия северной части Припятской впадины. Минск: Наука и техника, 1975. 104 с.
- 4. Булин Н.К., Егоркин А.В. Региональный прогноз нефтегазоносности недр по глубинным сейсмическим критериям. М.: ГЕОН, 2000. 194 с.
- Бурштар М.С. География и геология нефти и газа СССР и зарубежных стран. М.: Недра, 1979. 379 с.
- Волож Ю.А. Осадочные бассейны Западного Казахстана (на основе сейсмостратиграфического анализа). Автореф. дис.... геол.-мин. наук М.: ГИН АН СССР, 1991. 49 с.
- 7. Гарецкий Р.Г., Айзберг Р.Е., Астапенко В.Н. и др. Литосфера белорусской части геотрансекта Eurobridge // Бюлл. МОИП. Отд. геол. 2000. Т. 75. Вып. 1. С. 4–12.
- 8. Гарецкий Р.Г., Печерников В.В., Айзбере Р.Е., Клушин С.В. Отражение глубинного строения Припятского палеорифта в термобарических показателях платформенного чехла // Сов. геология. 1990. № 3. С. 93–98.
- 9. Геология Беларуси. Минск: ИГН НАН Беларуси, 2001. 815 с.
- Геотермическая карта СССР / Под ред. Ф.А. Макаренко. М.: ГУГК СССР, ГИН АН СССР, 1972.
- 11. Гидрогеотермические условия Арало-Каспийского региона. Алма-Ата: Наука, 1977. 184 с.
- 12. Дальян И.Б., Посадская А.С. Геология и нефтегазоносность восточной окраины Прикаспийской впадины. Алма-Ата: Наука, 1972. 192 с.
- Дальян И.Б., Сыдыков Ж.С. Геотермические условия восточной окраины Прикаспийской впадины // Сов. геология. 1972. № 6. С. 126–131.
- 14. Дружинин А.В. О связи между геотермическим режимом осадочной толщи и строением кристалли-

ческого фундамента // Геология нефти и газа. 1961. № 3. С. 20–25.

- 15. Жеваго В.С. Геотермия и термальные воды Казахстана. Алма-Ата: Наука, 1972. 253 с.
- Журавлев В.С. Сравнительная тектоника Печорской, Прикаспийской и Североморской экзогональных впадин Европейской платформы. М.: Наука, 1972. 397 с.
- 17. *Ковнер С.С.* Расчет величины термической аномалии антиклинали // ДАН СССР. 1947. Т. 56. № 5. С. 473–476.
- Ковнер С.С. К теории термической разведки // ДАН СССР. 1941. Т. 32. № 6. С. 398–400.
- Кудельский А.В., Бурак В.М. Газовый режим Припятского прогиба. Минск: Наука и техника, 1982. 328 с.
- Неволин Н.В., Ковылин В.М., Масляев Г.А. и др. Геолого-геофизическое моделирование нефтегазоносных территорий. М.: Недра, 1993. 206 с.
- Осадочный чеход дна Мирового океана и суши (по данным сейсморазведки. М.: Наука, 1984. 175 с. (Тр. ГИН АН СССР; Вып. 388).
- Пархомов М.Д. Тепловой режим Припятского прогиба // Сейсмические и геотермические исследования в Белоруссии. Минск: Наука и техника, 1985. С. 124–130.
- 23. Сейсмические модели литосферы основных геоструктур территории СССР. М.: Наука, 1980. 183 с.
- Хуторской М.Д. Геотермия Центрально-Азиатского складчатого пояса. М.: Изд-во РУДН, 1996. 289 с.
- 25. 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., Подгорных Л.В., Грамберг И.С., Леонов Ю.Г. Термотомография Западно-Арктического бассейна // Геотектоника. 2003. № 3. С. 18–30.
- 27. *Хуторской М.Д., Подгорных Л.В., Ахмедзянов В.Р.* Геотермическое поле и термическая эволюция литосферы Баренцевоморского региона // Вестн. РАЕН. 2000. № 5. С. 55–77.

- Хуторской М.Д., Поляк Б.Г. Искажения теплового поля при росте соляных куполов // Тепловое поле Земли и методы его изучения. М.: Изд-во РУДН, 2000. С. 24–32.
- 29. *Цыбуля Л.А., Левашкевич В.Г.* Тепловой поток в Припятском прогибе и причины его неоднородности // Геол. Журнал. 1990. № 4. С. 20–38.
- Bayer U., Scheck M., Rabbel W., Krawczyk C.M., Gotze H.J., Stiller M., Beilecke T., Marotta A.M., Barrio-Alvers L., Kuder J. An intergrated study of the NE-German Basin // Tectonophysics. 1999. V. 314. P. 285– 307.
- Clausen O.R., Pedersen P.K. The Triassic structural evolution of the southern margin of the Ringkobing-Fyn High, Denmark // Marine and Petroleum Geology. 1999. V. 16. P. 653–665.
- Geluk. M.C. Late Permian (Zechstein) tectonics in the Netherlands – models and implications for petroleum geology // Petroleum Geoscience. 1999. V. 5. P. 189– 199.
- 33. *Majorowicz J.A., Čermak V., Šafanda J. et al.* Heat flow models across the Trans-European Suture Zone in the area of the POLONAISE_97seismic experiment // Physics and Chemistry of the Earth. 2003. V. 28. P. 375–391.
- 34. *Mazur S., Scheck-Wenderoth M.* Constraints on the tectonic evolution of the Central European Basin System revealed by seismic reflection profiles from Northern Germany // Netherlands Jour nal of Geosciences. Geologie en Mijnbouw. 2005. V. 84. № 4. P. 389–401.
- Thibo H., Janik T., Omelchenko V.D. et al. Upper lithosphere seismic velocity structure across the Pripyat Trough and Ukrainian Shield along the EURO-BRIDGE'97 profile // Tectonophysics. 2003. V. 371. P. 41–79.
- van Wees J.D., Stephenson R.A., Ziegler P.A., Bayer U., McCann T., Dadlez R., Gaupp R., Narkiewicz M., Bitzer F., Scheck M. On the origin of the Southern Permian Basin, Central Europe // Marine and Petroleum Geology. 2000. V. 17. P. 43–59.
- 47. Vosteen H., Rath V. et al. The Thermal Regime of the Northeastern-German Basin from 2-D Inversion // Tectonophysics. 2004. V. 386. Is. 1–2. Р. 81–95. Рецензенты: Ю. А. Волож, Ю. Г. Леонов

Heat Flow in Salt-Dome Basins of Eurasia: A Comparative Study

M. D. Khutorskoi^a, E. A. Teveleva^a, L. A. Tsybulya^a, and G. I. Urban^b

^a Geological Institute, Russian Academy of Sciences, Pyzhevskii per. 7, Moscow, 119017 Russia e-mail: mdkh@rambler.ru

^b Belarussian Research Geological Exploration Institute, ul. Kazintsa 62, Minsk, 220108 Belarus Received August 17, 2009

Abstract—The geothermal fields in the Pericaspian, Pripyat, and North German basins are considered. These basins are characterized by widespread Upper Paleozoic evaporite sequences, which underwent halokinesis with the formation of salt domes and plugs owing to tectonic and gravity instability. Heat flow refraction occurs at the boundaries of the domes with country rocks due to the contrast in heat conductivity of evaporites and terrigenous rocks between the domal zones. This is the main cause of heat flow variation in the lateral and vertical directions in the salt-dome basins. Close correlation between zones of elevated temperature in the sedimentary rocks and petroleum occurrences is confirmed by the results of 2D and 3D modeling of the geo-thermal field. The previously noted relations of oil and gas fields to the deep faults in the studied basins create prerequisites for consideration of the thermal field as a genetic factor controlling the tectonic features and petroleum resources of the salt-dome basins.