

Н.Н. Христофорова, Н.Н. Непримеров, А.В. Христофоров, А.В. Николаев, М.А. Христофорова

Казанский государственный университет, Казань
Natalya.Khristoforova@ksu.ru, Alexandr.Nikolaev@ksu.ru

ТЕПЛОВЫЙ РЕЖИМ И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРИВОЛЖСКОГО РЕГИОНА

На основе экспериментальных высокоточных измерений температуры в глубоких и сверхглубоких скважинах с восстановленным тепловым режимом построена геотермическая карта (схема изотерм на абсолютной отметке –1000 м) центральных районов Приволжского округа. Выявлены основные закономерности теплового поля региона и сделана оценка перспектив его нефтегазоносности.

Введение

Результаты промысловых измерений температуры, выполненных сотрудниками кафедры радиоэлектроники Казанского университета на территории Волго-Уральского региона, неоднократно публиковались в открытой печати. Из основных следует назвать ряд сборников и монографий: Вопросы экспериментальной геотермологии (1973); Вопросы термики, термодинамики и разработки нефтяных месторождений (1976); Вопросы геотермии и разработки нефтяных месторождений (1978); Геотермия областей нефтегазоаккумуляции (1983); Geothermal Atlas of Europe (1991) и др. Методика и аппаратура для температурных измерений описаны в ряде публикаций (см. Khristoforov & Khristoforova, 1997).

Для построения карты изотерм на абсолютной отметке –1000 м использованы данные измерений температуры (T) в 686 глубоких скважинах на 153 нефтяных, газовых и нефтегазовых месторождениях и структурах территории Приволжского округа, а также в 56 скважинах на 38 месторождениях и структурах соседних областей (Рис. 1–3). Использовались данные по нефтегазоносным провинциям Волго-Уральской антеклизы, Прикаспийской впадины, Предуральского прогиба, Московской синеклизы, Токмовского и Воронежского сводов, Республики Коми и др.

Геотермическая карта с таким высоким разрешением для Волго-Уральского региона построена впервые. В отличие от ранее изданных, данная карта построена на основе высокоточных измерений, выполненных в длительно простаивающих скважинах с восстановленным тепловым режимом. Поэтому она отражает естественное, невозмущенное тепловое поле литосферы. Замеры в скважинах с невозстановленным тепловым режимом требуют серьезной корректировки в том случае, когда используются для вычисления теплового потока из недр Земли или определения абсолютного (истинного) значения температуры по разрезу. Поэтому замеры промыслового термокаротажа, выполняемые в скважинах после бурения или в процессе разработки, непригодны для построения региональных карт.

Приволжский регион в геотермическом отношении изучен неравномерно. Некоторые районы, например Южно-Татарский свод, Ромашкинское нефтяное месторождение изучены детально. В Кировской области, на северо-западе изучаемого региона измерения температуры не проводились, соответственно, изолинии проведены пунктиром. В таких районах, на основе выявленных закономерностей сделан прогноз теплового поля, что связано с необходимостью дать оценку перспектив нефтегазоносности прежде всего слабоизученных территорий.

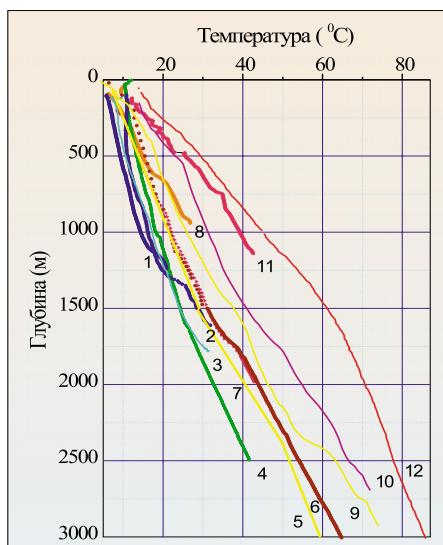


Рис. 1. Термограммы скважин: 1 – Сергач (Токмовский свод, северная часть), 2 – Кабык-Куперская 64, 3 – Привятская 559, 4 – Кукморская 20010 (Северо-Татарский свод), 5 – Орьебаш 82 (юго-вост. склон ЮТС), 6 – Миннибаевская 20000 (Южно-Татарский свод, центр. часть), 7 – Ямашинская 2092 (западный склон ЮТС), 8 – Веденяпинская 217 (Токмовский свод, южная часть), 9 – Мухановская 307 (Бузулукская впадина), 10 – Приволжская 13 (Рязано-Саратовский прогиб), 11 – Русский Камешкир 19 (Жигулевско-Пугачевский свод), 12 – Тепловская 1 (Прикаспийская синеклиза).

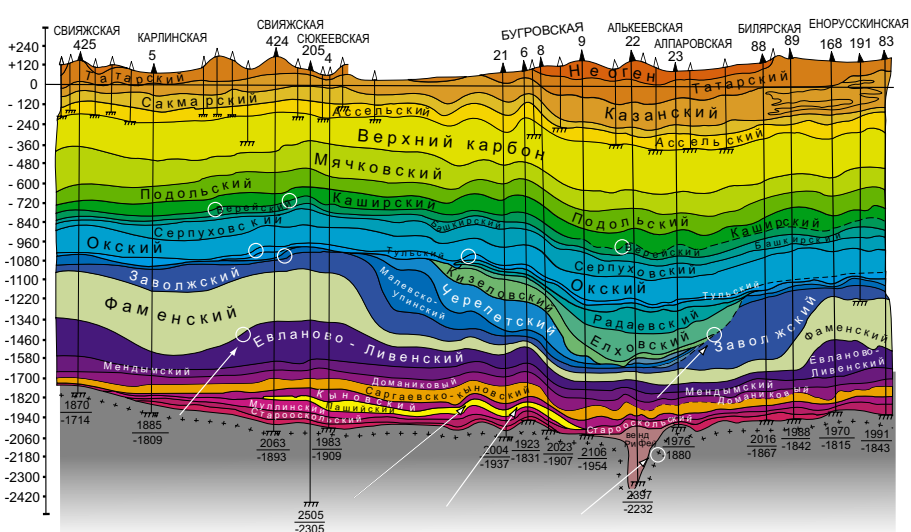


Рис. 2. Геолого-геофизический профиль через Мелекесскую впадину. Стрелками и кружками показаны перспективные зоны. Геологическая основа взята из фондовых материалов с разрешения авторов (Геологическая оценка..., 1990).

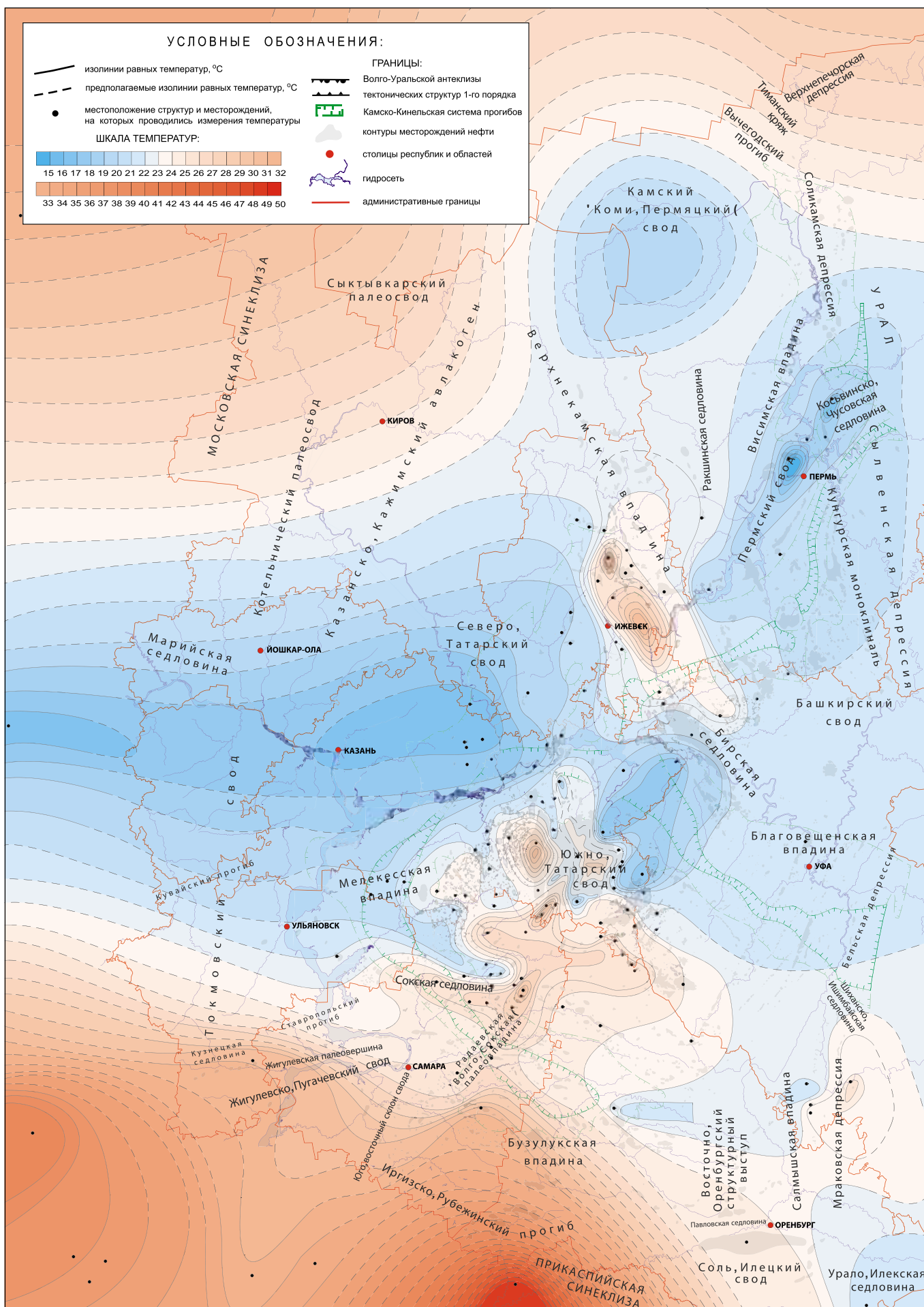


Рис. 3. Карта изолиний температуры на абсолютной отметке -1000 м центральных районов Приволжского региона.

1. Схема изотерм на абс. отметке –1000 м

Одной из главных особенностей температурного поля изучаемого региона является его неоднородность, которая возрастает с увеличением глубины. Неоднородность поля проявляется как в целом по региону, так и в пределах отдельных структурно-тектонических элементов (Рис. 3).

Максимальный перепад температур на абс. отметке –1000 м по территории Приволжского региона составляет более 30 °С – от 14,25 до 48,2 °С. Тепловое поле в определенных зонах сильно дифференцировано. Например, в северо-западной части Юго-Восточного склона Южно-Татарского свода температура меняется от 17 до 27 °С. В целом по региону выявлено общее нарастание температур от центральных областей Приволжского округа как на юг, в сторону Прикаспийской впадины, так и на север. Этот вывод подтверждают полученные данные в других регионах, например, в Московской синеклизе, где также выявлено увеличение температуры в северном направлении.

Какие же факторы сформировали неоднородное тепловое поле литосферы Приволжского региона? Это:

1) переменный глубинный тепловой поток из недр Земли, который меняется в изученном регионе от 29 до 74 мВт/м², при среднем значении 54 мВт/м²;

2) распределение пород с различными теплофизическими и емкостными свойствами (литолого-фациальная характеристика разреза);

3) процессы массопереноса в недрах (вариации конвективных тепловых потоков, которые в верхних слоях осадочной толщи достигают 25 – 30 мВт/м²);

4) широтный эффект солнечного облучения (вариации температуры нейтрального слоя – от 4 до 10 °С);

5) структурный фактор; рельеф местности и др.

Примерно до глубины 1200 м значительное влияние на распределение температуры в Волго-Уральском регионе оказывают подземные воды. Так, крупная низкотемпературная зона в центре региона (Рис. 3) связана с охлаждающим влиянием инфильтрационных вод (Христофорова, 2002).

Строение теплового поля, т.е. изменение T и термоградиентов определенным образом связано с тектонической схемой региона (Рис. 3). Сопоставление карт изотерм с расположением структурно-тектонических элементов показало, что в целом области низких температур расположены в пределах крупных сводовых поднятий – на Северо-Татарском, Пермском, Камском (Коми-Пермяцком) сводах, в северной и центральной зонах Токмовского свода. Самые низкие температуры для данного региона зафиксированы в скважинах, расположенных в центральной части Пермского (14 – 18 °С на абс. отм. –1000 м) и Северо-Татарского (16 – 18 °С) сводов. Область пониженных температур от СТС продолжается на запад, и, согласно проведенным измерениям в Московской синеклизе, смыкается с зоной низких температур Токмовского свода. В пределах Казанской седловины эта зона как бы «разрывается».

Нами обнаружена тесная связь теплового поля с движением подземных вод. Те районы, где инфильтрационные воды проникают до больших глубин, выделяются пониженными значениями T . Это Северо-Татарский свод, северная и центральные части Токмовского свода и др. Верхняя часть осадочного чехла, особенно в центральной части сводов, подвержена интенсивной инфильтрации поверхностных вод, которые значительно охлаждают горные породы, по-

этому в общей структуре теплового поля такие районы выделяются низкими температурами (Христофорова, 2002).

В некоторых районах Удмуртии, Башкортостана, Оренбургской области установлена закономерность: в скважинах, расположенных в пределах впадин и прогибов, температуры на абсолютных отметках выше, чем в скважинах, расположенных в пределах сводов и выступов. Причем в центральной части впадин T выше, чем в скважинах, расположенных ближе к их бортам. Данная закономерность не выявлена в Татарстане и Самарской области.

Зоны повышенных температур приурочены, как правило, к крупным впадинам – Верхнекамской, Бузулукской, Прикаспийской, Восточному борту Мелекесской и др. В основном это зоны скрытой разгрузки подземных вод, и в общей структуре теплового поля такие районы выделяются более высокими значениями температуры и термоградиентов. Зоны повышенных T зафиксированы также на большей части Южно-Татарского свода и его склонов, за исключением восточных и северо-восточных.

2. Перспективы нефтегазоносности Приволжского региона

Оценка перспектив нефтегазоносности региона проводилась на основе методики «Совершенствование научных основ поисков и разведки залежей углеводородов на основе геотермических измерений» (Христофорова, 1998; 2002). Методика базируется на изучении основных полей, «действующих» в земной коре – градиентов температуры, давления и концентрации, которые определяют пути миграции флюидов в пластах и, соответственно, области скопления углеводородов. В комплексе с другими методами, она позволяет определить некоторые критерии локального и регионального прогноза нефтегазоносности.

Проведенное сопоставление карт изотерм с картами расположения месторождений нефти и газа показало, что в регионах, где развиты в основном непроницаемые породы, зоны крупных скоплений нефтяных месторождений приурочены к региональным *температурным минимумам*. В регионах, сложенных проницаемыми породами, залежи углеводородов тяготеют к зонам *повышенных температур и термоградиентов*. Для Волго-Уральского региона, составленного в значительной степени из проницаемых толщ, основным механизмом, приводящим к формированию залежей, является градиент давлений (фильтрация), поэтому месторождения углеводородов расположены здесь, в основном, в зонах повышенных T (Рис. 3).

При миграции нефти в проницаемых толщах температурные перепады не играют существенной роли, и «на первое место» выступают перепады давления. Хорошо известно, что существует многовековой процесс, идущий с низкой скоростью, сантиметры в год – повсеместная инфильтрация поверхностных вод, транзит их в зоны разгрузки и разгрузка в зонах дренажа. При этом наблюдается естественное вытеснение нефти водой – «природное заводнение». Процесс заводнения – вытеснения нефти водой, применяемый при разработке месторождений, не только наблюдается в природе, в его естественном виде, но, как показывают косвенные измерения, именно он в значительной степени формирует залежи нефти.

Вытеснение нефтяных частиц водным потоком приводит к тому, что нефтяные скопления образуются преимуще-

щественно в зонах восходящего движения вод по пластам. Корреляционный анализ, проведенный нами по различным регионам мира, показал, что 99 % залежей нефти располагается в зонах скрытой разгрузки подземных вод.

На основе детального анализа геотермической карты (Рис. 3), а также температур и термоградиентов по разрезу (Рис. 1) нами сделаны определенные выводы относительно перспектив нефтегазоносности данного региона. Миграция углеводородов происходит в направлении от главной области питания Волго-Уральской провинции (районы Тимана, Токмовский, Коми-Пермяцкий, Северо-Татарский своды) к главной области разгрузки, т.е. к Прикаспийской впадине. Система прогибов, протягивающихся с севера на юг: Казанско-Кажимский авлакоген – Мелекесская – Бузулукская – Прикаспийская впадины, представляет собой канал для миграции.

Анализируя общий характер расположения залежей в этой единой системе, можно заключить, что зоны скопления нефтяных месторождений приурочены к приподнятым структурам субширотного направления, пересекая данный канал поперек; и, что самое главное, – размеры таких зон являются достаточно узкими (обычно открывается одно – два месторождения по ширине). Именно так, поперек канала расположены цепочки месторождений Жигулевско-Пугачевского свода, прибортовой зоны Прикаспийской впадины и др. Одна из таких узких субширотных зон может быть расположена в пределах перемычки Северный купол – Токмовский свод. Можно предположить также, что неэффективное бурение на территории Казанско-Кировского авлакогена может быть связано с небольшими размерами по ширине таких нефтегазоносных зон.

Учитывая региональное движение флюидов с Токмовского свода (который относится к области питания) на Южно-Татарский свод, мы пришли к выводу, что высокую перспективность имеют восточные склоны любых депрессий данной территории, или, соответственно, западные склоны каких-либо поднятий меридионального простирания. Например, восточный борт Усть-Черемшанского прогиба, западный склон погребенного Мелекесского палеосвода, западные склоны ЮТС. В гидродинамическом отношении Восточный борт Мелекесской впадины является зоной восходящего движения подземных вод, Западный борт характеризуется нисходящим движением. Соответственно, перспективность Восточного борта оценивается высоко, а Западного – низко. Граница проходит там, где наблюдается инверсия структурных изолиний. Однако на структурных и гидрогеотермических схемах Западного борта можно выделить ряд перспективных участков. Эти зоны хорошо видны на профиле (Рис. 2).

В восточной части изучаемого региона, при рассмотрении миграции с востока на запад (с Урала в прилегающие районы), перспективными являются «прогретые» западные борта депрессий (восточные склоны сводов).

В температурном поле зоны разгрузки выделяются повышенными значениями геотермических параметров из-за наличия восходящего движения флюидов, прогревающих толщу пород. Южно-Татарский свод относится к зоне восходящего движения подземных вод по пластам девона и, частично, нижнего карбона (локальная зона разгрузки), при этом с трех сторон он окружен крупными зонами инфильтрации Северного купола, Токмовского свода и

складчатой системы Урала, т.е. находится в исключительно благоприятных гидродинамических условиях. Нефтяные месторождения Южно-Татарского свода (Ромашкинское и др.) явно формировались при миграции углеводородов как с востока, так и с севера и запада. К местным зонам разгрузки по пластам карбона относятся, к примеру, районы Камско-Кинельских дислокаций.

В зонах инфильтрации залежи нефти встречаются крайне редко (Христофорова, 2002). Поэтому перспективы открытия залежей в осадочной толще Коми-Пермяцкого, большей части Северо-Татарского, северной и центральной части Токмовского, центральной части Жигулевско-Пугачевского сводов – низкие. Это «холодные» зоны. В пределах этих сводов возможны залежи нефти на больших глубинах, где зона инфильтрации вод отделена от зоны латерального движения. Поэтому, к примеру, элювий Северо-Татарского свода можно отнести к перспективной зоне.

Заключение

С целью детализации и практического использования составленной карты, намечены дальнейшие направления региональных геотермических исследований в Приволжском регионе. Необходимо сопоставить карты изотерм с распределением гравитационного и других физических полей, тектоникой региона, расположением разломов. Так, небольшое повышение температуры зафиксировано в зонах активных, действующих разломов. Пассивные разломы, напротив, не выявляются в структуре теплового поля.

С точки зрения оценки перспектив нефтегазоносности, рекомендуется изучение теплового режима ряда структур. В основном, нефтяные месторождения сосредоточены в зонах разгрузки подземных вод, или в зонах латерального движения, близких к зонам разгрузки. Высокие перспективы нефтегазоносности имеют глубинные горизонты осадочного чехла Котельничского палеосвода. Перспективны для проведения разведочных работ северные борта приподнятых структур (или валов широтного направления), расположенных поперек единого канала: Казанско-Кажимской авлакоген – Мелекесская – Бузулукская – Прикаспийская впадины. Северо-восточные и восточные склоны ЮТС, будучи холодными, не могут быть отнесены к зонам с высокой перспективностью по верхним горизонтам. В них рекомендуется изучение глубинных слоев осадочной толщи.

Благодарность. Мы благодарим сотрудников Казанского университета и других организаций, принимавших участие в исследовании скважин и подготовке Геотермической карты.

Литература

- Геологическая оценка перспектив нефтегазоносности и обоснование геолого-разведочных работ в Западной Татарии. Отчет. Отв. исп. Н.С. Исхакова. Мелекесская впадина. ТатНИПИнефть, Бугульма. 1990.
- Христофорова Н.Н. Теоретические основы миграции углеводородов и оценка перспективности глубинных отложений Татарского свода. *Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона*. Под ред. Р.Х. Муслимова. Казань, Новое Знание. 1998. 296-299.
- Христофорова Н.Н. Тепловой режим литосферы в зонах нефтегазоаккумуляции на примере Волго-Уральского и Предкавказского регионов. *Дисс. уч. степ. д.г.-м.н.: Спец.: № 25.00.10 – геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых*. Казань. 2002.
- Khristoforov A.V. & Khristoforova N.N. Impact of the oil field development on environment: geothermal study. *Proc. 30th Int. Geol. Congr.: Geosciences and Human Survival, Environment, Natural Hazards, and Global Change*. Vol. 2&3. The Netherlands. 1997. 53-60.