

ОТЗЫВ официального оппонента
на диссертационную работу Герасимовой Анны Сергеевны
«Тепловой поток и нефтегазоносность доюрского основания Бакcharской и Восточно-Пайдугинской впадин Западной Сибири (восток Томской области)»,
представленную на соискание ученой степени кандидата
геолого-минералогических наук по специальности 1.6.9 – Геофизика

Актуальность работы.

Изучение геотермического поля Земли дает основную информацию о глубинных температурах, о фазовом состоянии вещества литосферы, об энергетике геолого-геофизических процессов, и в конечном итоге, позволяет судить о природе движущих сил тектогенеза. Не менее важны и прикладные аспекты изучения теплового поля, связанные с прогнозом рудо- и нефтегазоносности, с поиском ресурсов глубинного тепла как альтернативного источника энергии. В этой связи, любые научные работы, посвященные анализу параметров теплового поля, – это актуальное направление исследований, которое уже сейчас востребовано многими научными и производственными организациями и уже сейчас стало неотъемлемой частью информационного обеспечения при поисково-разведочных работах. Такие технологии, как бассейновое моделирование в нефтегазоносных провинциях, немыслимы без надежной информации о современных и палеотемпературах. Таким образом, геотермия давно стала полноправным, если не сказать ведущим, звеном комплексных геолого-геофизических исследований строения и процессов в земной коре и мантии, ключевым инструментом для обоснования геотектонических и геодинамических построений.

Томская школа геотермиков хорошо известна своими трудами по применению палеогеотермического моделирования при прогнозировании и поисках нефти и газа в Западно-Сибирском бассейне.

Научная новизна.

В диссертации А.С. Герасимовой представлены новые результаты прогнозирования нефтегазоносности доюрских резервуаров с использованием данных геотермии. При прогнозировании приняты известные и апробированные следующие концептуальные положения: 1) основным источником УВ является РОВ нижнеюрской тогурской свиты; 2) ключевым фактором плотности генерации УВ является термическая история главной фазы нефтеобразования; 3) миграция УВ преимущественно вертикальная; 4) резервуары аккумуляции представлены корой выветривания и породами палеозоя; 5) аккумулярующие возможности коры выветривания определяются ее мощностью, петротипами доюрских пород и тектоникой; 6) аккумулярующие возможности палеозоя определяются петротипами пород и тектоникой.

Практическая значимость.

В диссертации решается задача зонального районирования резервуаров коры выветривания и внутреннего палеозоя Бакcharской и Восточно-Пайдугинской впадин Западной Сибири (восток Томской области) с целью определения первоочередных районов поисков на доюрский нефтегазоносный комплекс, в пределах пока что нетрадиционных промысловых районов Томской области.

Диссертация состоит из пяти глав, введения и заключения, общим объемом 171 страница. Структура работы логично отражает главные направления исследования автора. Работа сопровождается ссылками на 123 литературных источника, среди которых хотя и чувствуется явный крен в сторону учета в основном региональных геолого-геофизических данных, но есть анализ и общетеоретических работ по прогнозированию нефтегазоносности российских и зарубежных авторов, что уместно в данной работе и полезно для дальнейших исследований молодого ученого в этом направлении.

Анализ содержания работы. В диссертации сформулированы три защищаемых положения. Содержание глав с третьей по пятую, содержащие результаты исследований, дали возможность автору обосновать эти положения.

Первая глава работы имеет компилятивный характер, но она необходима, т.к. посвящена описанию тектоники, стратиграфии, нефтегазоносности и промысловой привлекательности правобережья Оби. Обобщив эти общегеологические знания, автор обосновала, что Восточно-Пайдугинская и Бакчарская структуры являются актуальными территориями для зонального районирования доюрского нефтегазоносного комплекса с целью выделения первоочередных участков поисков. Автор констатирует, что «.. на территории исследований основной интерес представляют нижнеюрский и доюрский комплексы, для которых потенциально нефтематеринскими являются тогурские породы, имеющие широкое распространение и обладающие достаточным нефтегенерационным потенциалом. Перспективность доюрского НГК в пределах участков исследования подтверждена установленной промышленной нефтегазоносностью нижнеюрских и доюрских отложений, а также получением прямых признаков УВ в пробуренных скважинах в виде непромышленных притоков УВ и признаков в керне».

Вторая глава посвящается описанию методики анализа и интерпретации геотермического поля с целью прогнозирования современных и палеотемператур в осадочном чехле и на поверхности фундамента. Говоря о количественной оценке плотности теплового потока из основания осадочного чехла, автор обращает внимание на такие факторы, осложняющие корректное представление геотермических данных, как тектоническая эволюция, седиментация и эрозия, а также палеоклимат. *Однако, следовало бы в первую очередь обратить внимание на качество первичных температурных и теплофизических характеристик разреза, от которых зависит весь процесс дальнейшего эволюционного моделирования теплового поля – на точность температурных измерений в скважинах, на инструментальное определение тепло- и температуропроводности пород, на оценку радиогенной теплогенерации в осадочном чехле и в фундаменте на основании определения концентрации долгоживущих радионуклидов. Именно эти данные являются определяющими для доказательства достоверности всех дальнейших модельных построений.*

В качестве инструмента моделирования теплового поля геологического прошлого автор использует ПО «ТерлоDialog», которое неоднократно описано в трудах покойного Валерия Ивановича и в диссертациях представителей его школы: Г.А. Лобовой, А.А. Искоркиной, Е.Н. Осиповой, Т.Е. Лунёвой, В.В. Стоцкого. Порядок использования этой методики неоднократно отражен в работах представителей томской геотермической группы, и корректные ссылки на эти работы имеются в диссертации.

А.С. Герасимова применила тот же аппарат для малоизученного и почти не разбуренного региона правобережья Оби. Этим обусловлено то, что диссертанту пришлось прибегать к большому числу допущений относительно параметров моделирования и задаваемых теплофизических свойств. По плотности пород в интервале (2,02–2,46) г/см³ определена их теплопроводность – (1,27–1,64) Вт/(м·К), температуропроводность (0,65–0,8) мкм²/с, плотность тепловыделения радиоактивных источников (1,1–1,3) мкВт/м³ (стр.35). Но такой косвенный метод задания теплофизических свойств неизбежно приводит к непредсказуемой погрешности моделирования, которая становится заметно больше, чем традиционная относительная 10%-ная точность геотермических построений. *На стр. 36 приводится табл. 2.1, содержащая параметры для Мартовской скважины. Корректность задания тепло- (k) и температуропроводности (a), исходя из значений плотности геологических комплексов (ρ), можно проверить, рассчитав теплоемкость пород (c), т.к. $c = k/(a \cdot \rho)$. Как известно,*

теплоемкость – довольно «консервативный» параметр, который слабо реагирует на литологические особенности осадочных пород, таких как аргиллиты, алевролиты, песчаники или известняки. Например, для аргиллитов среднее значение составляет 850 Дж/(кг·К), а диапазон изменений – от 800 до 890 Дж/(кг·К). Исходя из данных табл. 2.1, теплоемкость изменяется в заметно большем диапазоне – от 670 до 930 Дж/(кг·К). Это заставляет усомниться в корректности задания остальных теплофизических параметров. Справедливости ради, надо все же указать на расчет теплофизических параметров по скважинам Белоярская и Восточно-Пайдугинская (табл.4.1 и 4.2), где вычисленное значение теплоемкости для различных комплексов варьирует в узких допустимых пределах – от 840 до 920 Дж/(кг·К)¹.

Высказанные замечания принципиально не меняют методическую концепцию. По мере накопления новых экспериментальных геотермических данных параметры моделирования будут уточняться. Но главный вывод, содержащийся в этой главе, это обоснование методики, включающей палеотемпературное моделирование с учетом литолого-петрофизических и структурно-тектонических характеристик палеозоя и коры выветривания, что позволяет произвести зональное нефтегеологическое районирование изучаемых резервуаров. Важными критериями корректности результатов моделирования являются оптимальная согласованность («невязка») максимума расчетных температур с «наблюденными» температурами палеотермометра, определенными по отражательной способности витринита, или с наблюдаемыми пластовыми температурами в выстоявшихся скважинах. В этом убеждают результаты, представленные на рис. 2.3 и в табл. 2.4.

В третьей главе диссертации рассматриваются материалы картографирования теплового потока, которые были представлены в последней трети XX века А.Д. Дучковым, А.Р. Курчиковым и их соавторами на основании скважинного термозондирования Западно-Сибирского региона. Несколько строк посвящено оценке погрешности определения теплового потока и обоснованию сечения изолиний. На упомянутых картах показано сечение изолиний 10-20 мВт/м². Это вполне отвечает геофизическим условиям, в которых принято, что сечение карт любых потенциальных полей должно составлять 3δ , где δ – величина погрешности. Как известно, погрешность теплового потока (q) обусловлена погрешностями измерения сомножителей: температурного градиента (G) и теплопроводности (k). При термозондировании высокоточной измерительной аппаратурой в выстоявшихся скважинах погрешность определения градиента составляет 0,5 мК/м, а погрешность определения теплопроводности по образцам керна – 0,2 Вт/(м·К). Таким образом, рассчитывается погрешность определения теплового потока:

$$\delta q = \delta G \cdot k + G \cdot \delta k = 0,5(\text{мК/м}) \cdot 2(\text{Вт/(м·К)}) + 20(\text{мК/м}) \cdot 0,2(\text{Вт/(м·К)}) = 5 \text{ мВт/м}^2.$$

Следовательно, кондиционным и достоверным отражением распределения теплового потока будет карта с сечением изолиний не менее 15 мВт/м². Все представления геотермической информации, не отвечающие данной кондиции, являются «приблизительными», «оценочными», и не могут считаться достоверным «документом». Поэтому карта, представленная автором для юго-востока Западной Сибири (порядка 100 тыс. кв. км) с сечением $\pm 2,0$ мВт/м² не имеет права использоваться для последующей интерпретации и расчета глубинных температур (в том числе глубины катагенетических температур). Она может рассматриваться как «схематическая», или «демонстрационная», или как «учебное пособие». В связи с этим, оппонент не согласен с формулировкой первого защищаемого положения, где сказано, что «..полученное дискретное распределение (по скважинам) и карта значений теплового потока из доюрского фундамента служат «каркасной» основой моделирования катагенетической истории нефтематеринской тогурской свиты». Карта теплового

потока тем не менее является «каркасной основой» моделирования, даже с сечением изолиний теплового потока 15 мВт/м^2 .

Не убедительным кажется рассуждение об исключении некоторых скважин из построения карты теплового потока (стр.57-58) на основании того, что полученная в этих скважинах величина теплового потока не согласуется со значениями в соседних скважинах. Существует много факторов стационарной и нестационарной природы, которые обуславливают различие плотности теплового потока в соседних скважинах. Это гидродинамический, структурно-теплофизический, тектонический, геоморфологический факторы. Их учет и внесение соответствующих поправок в экспериментальные геотермические данные в большинстве случаев приводит к корректировке результатов.

Констатируя тщательный подход к анализу первичных геотермических данных, удивляет отсутствие исследования теплофизических свойств пород разреза и роли радиогенной теплогенерации в структуре теплового потока. Возможность таких определений у автора, несомненно, была, т.к. геотермическая группа ТГУ неоднократно проводила термометрические работы и отбор керн из скважин региона. При сегодняшнем уровне развития аппаратной и методической базы для непосредственных определений этих параметров, применение косвенных корреляционных методов их оценки является устаревшим и снижающим точность и доверие к результатам модельных расчетов.

В четвертой главе рассматриваются очаги генерации тогурской нефти и районирование доюрского комплекса Восточно-Пайдугинской впадины на основе анализа палеотермической ситуации. Петротипы групп пород фундамента классифицированы в зависимости от качества коллектора. История генерации тогурской нефти рассчитана на основании решения прямых задач геотермии в моделях 26-ти глубоких скважин. При этом восстановлены палеотемпературы для уровня подошвы осадочного чехла, к которому приурочена тогурская свита. С учетом прогноза плотности генерации тогурской нефти и качества коллекторов доюрских резервуаров, картированы, ранжированы и рекомендованы к поискам зоны и участки максимальных и высоких перспектив резервуаров палеозойского и коры выветривания. Это является обоснованием второго защищаемого положения.

В следующей главе аналогичный анализ проделан для Бакчарской впадины. Обратная термическая задача решена для 30 скважин впадины, что явилось основой для ранжирования структуры по степени перспективности нефтеносности и в этом суть третьего защищаемого положения.

Районирование резервуаров выполнено по параметру плотности аккумуляции тогурской нефти, который является комплексной характеристикой, учитывающей латеральное распределения материнских отложений и плотность генерации нефти (генетический аспект), а также мощностные и емкостные характеристики коллектора (аспект объема резервуара). Плотность аккумуляции рассчитана и представлена в условных единицах, что представляется вполне корректным для последующего площадного районирования.

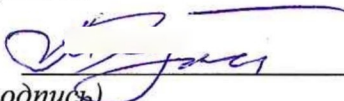
Общая оценка диссертационной работы. Я подтверждаю адекватность текста диссертации и автореферата. Статьи, опубликованные автором лично и в соавторстве, содержат те результаты, которые изложены в работе. Количество опубликованных работ и рейтинг журналов, в которых они размещены, удовлетворяют требованиям к публикациям основных научных результатов диссертационной работы.

Считаю, что диссертация «Тепловой поток и нефтегазоносность доюрского основания Бакчарской и Восточно-Пайдугинской впадин Западной Сибири (восток Томской области) отвечает требованиям, предъявляемым к кандидатским диссертациям, изложенным в п.п. 2.1-2.5 Порядка присуждения ученых степеней в Национальном

исследовательском Томском политехническом университете, утвержденного приказом ректора ТПУ 362-1/од от 28.12.2021 г.

Диссертация является законченной научно-квалификационной работой, а ее автор, Герасимова Анна Сергеевна заслуживает присуждения учёной степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 1.6.9 – Геофизика.

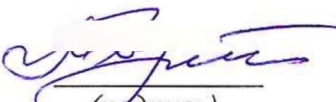
Хуторской Михаил Давыдович,


(подпись)

доктор геол.-мин. наук, профессор,
заведующий лабораторией тепломассопереноса
Федерального государственного бюджетного
учреждения науки Геологический институт
Российской академии наук (ГИН РАН),
главный научный сотрудник
Адрес: 119017, Москва,
Пыжевский пер., 7, стр.1.
e-mail: mdkh1@yandex.ru
Тел. Тел.: +7-495-9592756

Я, Хуторской Михаил Давыдович, даю согласие на включение своих персональных данных в документы, связанные с работой диссертационного совета и их дальнейшую обработку

«31» января 2024 г.


(подпись)

Подпись Хуторского Михаила Давыдовича заверяю

