

ОТЗЫВ

на диссертацию Лунёвой Татьяны Евгеньевны «Зональное районирование доюрского нефтегазоносного комплекса с использованием данных геотермии (промысловые районы Томской области)», представленной на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 25.00.10 - «Геофизика, геофизические методы поиска полезных ископаемых».

Диссертационная работа посвящена районированию перспектив нефтегазоносности доюрского (палеозойского) комплекса в пределах южной части Колтогорского мезопргиба, Нюрольской мегавадины и сопредельных с ними участков на основе анализа геотермических преобразований нефтематеринских отложений тогурской свиты.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью восполнения углеводородного потенциала в районах с развитой инфраструктурой нефтедобычи за счёт открытия и ввода в разработку высокопродуктивных месторождений нефти и газа палеозойского комплекса.

Цель исследований – обосновать первоочередные районы постановки поисковых работ на нефть и газ в доюрском нефтегазоносном комплексе.

Научная новизна и личный вклад заключается в совместном анализе геотермической истории преобразования нефтематеринских отложений тогурской свиты и особенностей формирования коллекторов палеозойского фундамента с учётом его литологической и тектонической неоднородности. Анализ геотермической истории преобразования нефтематеринских тогурских отложений базировался на решении обратной и прямой задачи геотермии, предусматривающей определение плотности теплового потока из доюрского основания с последующим расчётом времени нахождения тогурской свиты в главной зоне нефтеобразования. При качественном прогнозе формирования коллекторов палеозойского комплекса учитывалась латеральная зональность распределения литотипов пород в кровле фундамента и территориальные особенности распределения выделяемых по сейсморазведке тектонических нарушений.

С целью решения поставленных задач диссертантом были определены опорные скважины для решения обратной и прямой задачи геотермии в пределах рассматриваемой территории и выполнен расчёт временных диапазонов нахождения нефтематеринских отложений тогурской свиты в главной фазе нефтеобразования. На основании скважинных данных и карт литологической неоднородности пород фундамента построены схематические карты толщин коллекторов для коры выветривания (пласт М) и кровельной части фундамента (пласт М1), представлены схемы районирования и ранжирования территории по степени перспективности поиска залежей углеводородов для каждого из выделяемых пластов.

Изучено участие литологической неоднородности выделяемых групп пород фундамента (магматические, метаморфические, осадочные) и плотности тектонических нарушений, прогнозируемых по данным сейсморазведки, на формирование плотности теплового потока рассматриваемой территории.

Апробация работы. Результаты исследований докладывались на симпозиумах и семинарах международного и регионального уровня. Основные положения диссертационной работы изложены в 23 публикациях, в том числе в четырёх рецензируемых журналах, перечисленных в перечне ВАК.

Защищаемые диссертантом научные результаты и положения представлены последовательностью исследований, включивших:

- решение обратной задачи геотермии с целью определения особенностей распределения плотности теплового потока в пределах рассматриваемой территории (первое положение);

- решение прямой задачи геотермии с расчётом плотности генерации углеводородов тогурской свиты и выделение зон локализации нефтеперспективных участков в коллекторах коры выветривания и кровельной части палеозоя в пределах Колтогорского мезопргиба и его обрамления (второе положение);

- решение прямой задачи геотермии с расчётом плотности генерации углеводородов тогурской свиты и выделение зон локализации нефтеперспективных участков в коллекторах коры выветривания и кровельной части палеозоя в пределах Нюрольской мегавпадины и её обрамления (третье положение);

Диссертационная работа состоит из введения, заключения, четырёх разделов, общим объёмом 182 стр., содержит 53 рисунка, 20 таблиц и 170 библиографических ссылки.

Во введении дано обоснование актуальности проведённых исследований, их целевая и научная задача, практическая значимость и реализация. Приведены объёмы изученного фактического материала и используемые в работе методики, сформулированы основные защищаемые положения.

В первом разделе диссертационной работы автором, на примере многочисленных публикаций, рассмотрены тектонические особенности строения фундамента рассматриваемой территории, его стратиграфия и вещественный состав, приведена характеристика нефтематеринских свит платформенного чехла, участвующих в формировании залежей углеводородов палеозойского комплекса, представлен обзор работ по тепловому режиму недр и перспективам нефтегазоносности доюрского комплекса исследуемого района.

При обосновании тогурской свиты, как нефтематеринской для пород фундамента, диссертант придерживается модели первичной миграции углеводородов «сверху-вниз» обоснование которой приводится в работах В. И. Исаева, Г. А. Лобовой, Ю.В. Коржова.

По совокупности приведённой информации делается вывод о том, что «...Колтогорский мезопргиб, Нюрольская впадина и структуры их обрамления являются привлекательными территориями для зонального районирования перспектив доюрского нефтегазоносного комплекса...».

Замечания к разделу.

По суждению автора под НГГЗК понимается толща пермо-триасовых отложений, залегающих между складчатым фундаментом и платформенным осадочным чехлом, обособляющихся в пласт М (стр.38). Однако, в авторском варианте Г. И. Тищенко по НГГЗК понимаются коллектора связанные с корой выветривания пород палеозойского фундамента и проницаемой частью кровли коренного палеозоя, представленной на анализируемой территории органогенными и доломитизированными известняками.

Во втором разделе (методика исследований) представлено теоретическое описание этапности расчёта геотермических параметров на основе решения обратной и прямой задачи геотермии. Рассмотрены основные критерии адекватности расчётных результатов палеотемпературного моделирования с наблюдаемыми температурами в скважинах. Представлена формула расчётного интегрального показателя (R), на котором основывается оценка величины плотности генерации нефти.

Замечание.

1.В формуле интегрального показателя (R) не понятна функциональная нагрузка коэффициента k -коэффициент масштабирования. Этот коэффициент назначается произвольно исследователем, или он имеет определённые связи с процессами нефтегазообразования, например с толщиной нефтегенерирующей толщи, содержанием органического углерода, коэффициентом первичной миграции углеводородов?

В представленном виде формула отражает временной отрезок нахождения нефтематеринской толщи в зоне главной фазы газонефтеобразования, что способствует переходу определённого объёма органического углерода в жидкую или газообразную фазы и частичной миграции этих флюидов за пределы этой толщи. Соотношения генерированных и мигрированных углеводородов может быть определено данными геохимических исследований нефтематеринской толщи. Следовательно, коэффициент k – не отражая количественную характеристику рассматриваемых параметров должен отражать степень их пространственной изменчивости.

2. При выбранном, нисходящем представлении миграции углеводородов из тогурской свиты в породы фундамента, определённые объёмы углеводородов должны заполнять коллектора урманской свиты и терригенные отложения пермо-триаса, что также должно учитываться при численном формировании коэффициента масштабирования.

В третьем разделе (Колтогорский мезопргиб) на основе сопоставления схематической карты нефтегазоносности палеозойских образований и область развития отложений тогурской свиты в пределах северо-западной части Томской области сделан вывод контроля притоков углеводородов зоной распространения свиты. Определён набор скважин, соответствующих необходимым критериям палеотемпературного анализа и представлена характеристика анализируемых параметров, включающая параметризацию осадочной толщи для совокупности выделяемых свит на примере скважины 2 Куль-Еганской площади (таблица 3.3), глубину залегания и толщину тогурской свиты, измеренную температуру в пределах конкретной свиты и соответствующее ей значение отражательной способности витринита (таблица 3.2). На конкретном материале, основанном на значениях геотемпературы из определений отражательной способности витринита, в рамках обратной задачи, выполнен расчёт распределения плотности теплового потока из доюрского основания в пределах Колтогорского мезопргиба (таблица 3.4) и построена схематическая карта (рис.3.3) на основании которой сделан вывод об отсутствии влияния рифтовой системы на величину теплового потока. Далее, в процессе решения прямой задачи геотермии, проведён температурный анализ начальной стадии нефтеобразования в отложениях тогурской свиты и установлены временные отрезки нахождения свиты в главной фазе генерации углеводородов (рис.3.4). На основе полученных данных построена схематическая карта плотности генерации углеводородов тогурской свиты (рис.3.5).

С целью районирования территории по степени перспективности поиска залежей углеводородов в отложениях фундамент диссертантом проведён анализ вещественной неоднородности палеозойских образований и территориальной плотности распределения тектонических нарушений (рис.3.6). Учитывая тесную связь формирования нефтеперспективных коллекторов коры выветривания (пласт М) и кровельной части палеозоя (пласт М1) с литологическим составом пород кровли фундамента, для каждого из выделяемых петротипов, с учетом данных по скважинам, были построены схематические карты изопакит коры выветривания (рис.3.7) и количественного соотношения распределения относительной плотности аккумуляции тогурской нефти с оценкой качества коллектора (рис.3.8). В соответствии со структурными особенностями кровли палеозойского фундамента и схематической карты плотности аккумуляции нефти представлена схема ранжирования территории по перспективам поиска залежей углеводородов в коре выветривания.

Учитывая сложность прогноза коллектора в кровельной части палеозоя, представленная схема районирования и ранжирования нефтеперспективных участков для пласта М1 выполнена на качественном уровне (рис.3.11), в соответствии с разделением выделяемых петротипов пород фундамента по вероятности формирования коллектора на высокие, средние и низкие (рис.3.10).

Результаты проведённого районирования с краткой характеристикой выделенных нефтеперспективных зон и участков представлены в таблице 3.11, а их сопоставление с результатами проведённых геологоразведочных работ на рассматриваемой территории отражено в таблице 3.12.

Замечание по третьему разделу

1. В таблицу 3.3 необходимо было указать какая стратиграфическая шкала использовалась при определении временных отрезков осадконакопления свит.

2. В соответствии с графиком интенсивности генерации нефти (А. Э. Конторович., А. А. Трофимук) объёмы генерируемой нефти зависят от палеотемпературы. При 90 градусах интенсивность генерации максимальна, а при 50 и 170 минимальна. Учитывая это, логичнее было бы проводить дифференцированный расчёт условной плотности генерации для каждого из этапов геотермического расчёта (рис.3.4), регулируя её коэффициентом масштабирования - k . В этом случае рассматриваемый коэффициент имел бы какой-то физический смысл.

3. Учитывая значительные изменения толщин коры выветривания в пределах отдельных локальных поднятий, так на Чкаловской площади в скважинах 4, 12 она составляет 80 метров, а в скважинах 1, 2, 3, 5, 7 она отсутствует, межплощадная интерполяция этого параметра является достаточно условной. Кроме того, при построении схематических карт изопакит коры выветривания необходимо учитывать разграничения по петротипам пород фундамента и формировать эти карта только в пределах благоприятного петротипа.

Четвёртый раздел (Нюрольская впадина и структуры её обрамления) по структуре и фактуре изложения повторяет третий раздел. В качестве дополнения в него включён подраздел 4.4 – корреляция распределения плотности теплового потока, петротипов пород, плотности разрывных нарушений, в котором диссертант на основе существующих методик статистического анализа попытался оценить влияние литологической неоднородности пород фундамента и плотности выделяемых по данным сейсморазведки тектонических нарушений на пространственное распределение плотности теплового потока в пределах Нюрольской впадины и сопредельных с ней территорий. В процессе проведённой работы было выявлено, что при групповом анализе выделяемых петротипов (магматические, метаморфические, осадочные), наиболее интенсивный тепловой поток характерен для метаморфических пород, а менее интенсивный для магматических и осадочных (рис.4.10). При более детальном делении рассматриваемых групп определённые изменения теплового потока отмечаются в осадочной группе между карбонатными и терригенными породами (таблица 4.8). В группе магматических пород изменение теплового потока диссертант связывает с территориальным фактором.

Статистический анализ распределения плотности дизъюнктивных нарушений и плотности теплового потока показал отсутствие какой-либо взаимосвязи (рис.4.13).

Замечания к разделу четыре аналогичны замечаниям третьего раздела кроме того:

1. При построении ряда параметрических карт, требующих исходной информации, диссертант ссылается на опубликованную литературу, в которой необходимая информация отсутствует. Так, при построении карты распределения значений относительной плотности генерации в Нюрольской мегавпадине, для чего необходим расчёт интегрального показателя R по всей совокупности анализируемых скважин, автор ссылается на статью «Реконструкция геотермического режима материнской тогурской свиты и обоснование районов аккумуляции нефти в нижнеюрском и палеозойском комплексах Нюрольской впадины (автор Лобова Г.А. и другие 2013). Однако в данной статье необходимая таблица расчёта отсутствует.

2. Учитывая значительное количество опубликованных работ по генетической принадлежности палеозойских нефтей Нюрольской впадины с разделением их на нефти собственно палеозойские и тогурские (Гончаров И.И. и др.), при выделении очагов

генерации тогурской свиты и оценке плотности генерации УВ факт генетической принадлежности нефтей выявленных в выделенных очагах должен приниматься во внимание.

В заключение диссертационной работы, в краткой форме, изложены основные результаты исследований.

Замечание по диссертационной работе в целом.

1. На взгляд рецензента первое защищаемое положение (решение обратной задачи геотермии с целью определения особенностей распределения плотности теплового потока в пределах рассматриваемой территории), которое в качестве самостоятельного исследования с подведение соответствующих выводов решается в рамках третьего раздела необходимо было выделить в отдельный раздел, который бы охватывал решение обратной задачи как для Колтогорского мезопргиба, так и Нюрольской мегавпадины. В этот раздел можно было бы включить статистический подраздел по зависимостям распределение теплового потока от петротипов и плотности тектонических нарушений в породах фундамента. Третий и четвёртый раздел посвятить решениям прямой задачи для рассматриваемых территорий с анализом пространственного распределения нефтеперспективных коллекторов, построения карт плотности генерации УВ, относительной плотности аккумуляции УВ и схем ранжирования территорий по перспективам нефтегазоносности.

Оценивая диссертацию в целом, можно констатировать, что она представляет собой научно-квалификационную работу, в которой на основе выполненных автором исследований, включающих реконструкцию геотермических условий нефтеобразования в отложениях тогурской свиты, прогноз коллекторов кровельной части пород фундамента и расчёт относительной плотности локализации в них углеводородов, проведено районирование Западной части Томской области на предмет перспектив поиска залежей нефти в НГГЗК.

Диссертационная работа кроме научного значения имеет и методическую значимость.

Методическая значимость работы проявляется в возможности адаптации расчётного интегрального показателя R , дающего экспресс-оценку относительной плотности генерации нефтематеринской толщи, к конкретным параметрам её нефтегазоносного потенциала -пространственное распределение концентрации органического углерода и толщины, что позволит предсказывать плотность генерации не только на качественном, но и на количественном уровне. В связи с этим, достаточно интересными могут быть сопоставления рассчитанных количественных показателей плотности генерации с геохимическими исследованиями генерационного потенциала анализируемых отложений.

Диссертация содержит совокупность новых научных результатов и положений, выдвигаемых автором для публичной защиты, имеет внутреннее единство и свидетельствует о личном вкладе автора в решение задач нефтегазовой геологии Западной Сибири. Предложенные Лунёвой Татьяны Евгеньевны подходы зонального районирования доюрского нефтегазоносного комплекса с использованием данных геотермии аргументированы и подкреплены фактическим материалом. Основные научные результаты изложены в открытой печати, в том числе в журналах рекомендованных ВАК РФ, апробированы на международных и всероссийских совещаниях и симпозиумах.

В публикациях автора и автореферате изложены основные идеи и выводы, представленные в диссертации, а её содержание соответствует специальности 25.00.10 - «Геофизика, геофизические методы поиска полезных ископаемых».

В автореферате отражена научная новизна, практическая значимость и личный вклад автора в проведённых исследованиях. Несмотря на краткость изложения автореферат

даёт достаточно полное представление на результаты анализа, выполненного автором в рамках поставленных задач.

На основании вышеизложенного считаю, что представленная к защите диссертационная работа, является законченной научно-квалификационной работой, которая соответствует пунктам 14 и 16 паспорта специальности 25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых. Работа соответствует п.п. 8-12 Порядка присуждения ученых степеней в Национальном исследовательском Томском политехническом университете, утвержденного приказом ректора ТПУ 93/од от 06.12.2018 г. (dis.tpu.ru), а ее автор, Лунёва Татьяна Евгеньевна заслуживает присуждения ей ученой степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых.

Согласен на включение моих персональных данных в документы, связанные с работой диссертационного совета и их дальнейшую обработку

Заведующий лабораторией геологии Центра подготовки
и переподготовки специалистов нефтегазового дела
Инженерной школы природных ресурсов
федерального государственного автономного
образовательного учреждения высшего образования
«Национальный исследовательский Томский
политехнический университет»,
доктор геолого-минералогических наук  Белозеров Владимир Борисович

Адрес 634050, г. Томск, проспект Ленина, д.30
раб. тел. +7 (3822) 701-777, доп. 6884, e-mail: BelozerovVB@hw.tpu.ru

Подпись заведующего лабораторией Белозерова Владимира Борисовича удостоверяю
Ученый секретарь Национального исследовательского Томского политехнического университета

21.04.2020



О.А. Ананьева