

УДК 553.98(571)

ТЕКТОНО-СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГЕОТЕРМИИ ПРИ ВЫЯВЛЕНИИ И ОЦЕНКЕ ПОЗДНЕЭОЦЕНОВОЙ ЭРОЗИИ НА АРКТИЧЕСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ (П-ВА ЯМАЛ)

Исаев Валерий Иванович¹,

isaewi@tpu.ru

Старостенко Виталий Иванович²,

vstar@igph.kiev.ua

Лобова Галина Анатольевна¹,

lobovaga@tpu.ru

Фомин Александр Николаевич³,

fominan@ipgg.sbras.ru

Исагалиева Айгуль Калиевна⁴,

a_isagalieva@mail.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина, д. 30.

² Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины,
03142, Украина, г. Киев, пр. Палладина, д. 32.

³ Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3.

⁴ Казахский национальный исследовательский технический университет им. К.И. Сатпаева,
050013, Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Сатпаева, д. 22

Актуальность. Разработана схема и критерии применения измеренных и моделируемых геотемператур для изучения тектоно-седиментационной истории осадочных бассейнов арктического региона Западной Сибири – приоритетного объекта новой стратегии развития сырьевой базы углеводородов РФ.

Цель исследования: выработать и апробировать методику оценки позднеэоценовой эрозии арктических районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе моделирования геотермического режима баженовских нефтематеринских отложений, на примере Арктического, Средне-Ямальского и Ростовцевского месторождений.

Объект исследования: тектоно-седиментационная история кайнозойско-мезозойского разреза, палеотермический режим баженовских отложений, вскрытых глубокими скважинами на Арктической, Средне-Ямальской и Ростовцевской площадях (п-в Ямал).

Специальная методика исследования основывается на: 1) палеотемпературном моделировании, учитывающем параметры тектоно-седиментационной истории, измеренные пластовые температуры и палеотемпературы, определенные по отражательной способности витринита; 2) многовариантности палеотектонических и палеотемпературных реконструкций и на анализе варируемости результатов; 3) оценке соответствия результатов критериям оптимальности решения обратной задачи геофизики; 4) согласованности расчетных значений плотности теплового потока с экспериментальными данными; 5) согласованности расчетных очагов генерации УВ с установленной геологоразведкой нефтегазоносностью недр.

Результаты исследования. Реализованная вариативность сценариев тектоно-седиментационной истории и реконструкций геотермического режима баженовской свиты выявила и дала количественную оценку перерывам в осадконакоплении и денудаций в позднеэоценовое время на месторождениях углеводородов п-ва Ямал. Установлено, что привлечение данных отражательной способности витринита дает свидетельства существования денудаций и определяет возможность оценки масштабов денудаций. Сценарий истории геологического развития, учитывающий эрозионные процессы, дает наиболее «богатую» термическую историю материнских отложений, обеспечивает наибольшую расчетную плотность ресурсов генерированных нефтей. Применение разработанной схемы и критериев выявления перерывов осадконакопления и денудации методом геотермии, в комплексе с геологическими методами и сейсморазведкой, существенно повышает достоверность знаний об истории геологического развития регионов Западной Сибири.

Ключевые слова:

Тектоно-седиментационная история, геотермический режим, баженовские отложения, отражательная способность витринита, месторождения углеводородов п-ва Ямал.

Введение

В рамках стратегии развития сырьевой базы углеводородов (УВ) Западной Сибири главными объектами изучения и поисков становятся арктические районы и сланцевые ресурсы баженовской свиты [1, 2].

Как известно, оценка перспектив нефтегазоносности выполняется объемно-генетическим методом (бассейновое моделирование). Количество генерированных УВ рассчитывается на основе реконструкции геотемпературного режима нефтематеринских отложений.

теринских отложений и геохимических параметров керогена [3–8].

Вместе с тем в истории геологического развития северных районов Западной Сибири в кайнозойское время отмечаются геодинамические процессы, которые влияют как на формирование ловушек, так и на процессы нефтегазообразования [9]. А для адекватного бассейнового моделирования нужны сведения об амплитуде восходящих движений, эрозий и продолжительности перерывов в осадконакоплении [10, 11].

Дискуссия о перерывах в осадконакоплении, эрозиях на рубеже позднего палеогена и эоцена в арктической зоне Западной Сибири ведется не один десяток лет и продолжается по сей день [12–15]. Наличие перерывов в осадконакоплении и размывов установлено однозначно, однако их объем и временные привязки пока не определены. Поэтому определение объемов эродированных пород и геологического времени проявления этого процесса для арктических районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП) остается актуальной задачей в контексте бассейнового моделирования, а также задачей фундаментальной геологии Западной Сибири.

Возможность выявления перерывов осадконакопления и денудации методом геотермии, как методом, иным по физическим основам, наряду с геологическими методами и сейсморазведкой [16, 17], может существенно повысить достоверность знаний об истории геологического развития арктического региона Западной Сибири. Такая возможность особенно актуальна для северных районов ЗСНГП, где по некоторым оценкам размывы толщ палеоген-неогеновых пород достигают 700–1100 м [15].

Наиболее значимым применением геотермии как разведочного (поискового) метода геофизики является палеотемпературное моделирование термических условий в геологическом разрезе для прогноза и поисков залежей нефти и газа. Разработка схем и критериев применения геотермии как поискового метода находит отражение в исследованиях О.В. Веселова [18], Ю.И. Галушкина [19], И.В. Головановой [20], П.Ю. Горнова [21], Д.Ю. Демежко [22], А.Д. Дучкова [23], В.И. Ермакова [24], В.И. Зуя [25], В.И. Исаева [26], А.Э. Конторовича [27], Р.И. Кутаса [28–30], Г.А. Лобовой [31], Н.В. Лопатина [32], В.И. Старостенко [33], А.Н. Фомина [34] и других ученых. Значимый вклад в формирование геотермии как поискового метода для арктических регионов виден в работах А.Р. Курчикова [35–37] и М.Д. Хуторского [38–40].

Цель настоящей статьи – продемонстрировать оценку позднеэоценовой эрозии арктического региона Западной Сибири, выполненную на основе моделирования геотермического режима баженовских нефтематеринских отложений, на примере Арктического, Средне-Ямальского и Ростовцевского месторождений п-ва Ямал.

Характеристика объекта исследований

Моделирование палеогеотемпературных условий баженовских отложений выполнено для палеоседиментационных и геолого-геофизических условий арктических земель Западной Сибири в скважинах, расположенных на разных широтах п-ва Ямал (рисунок).

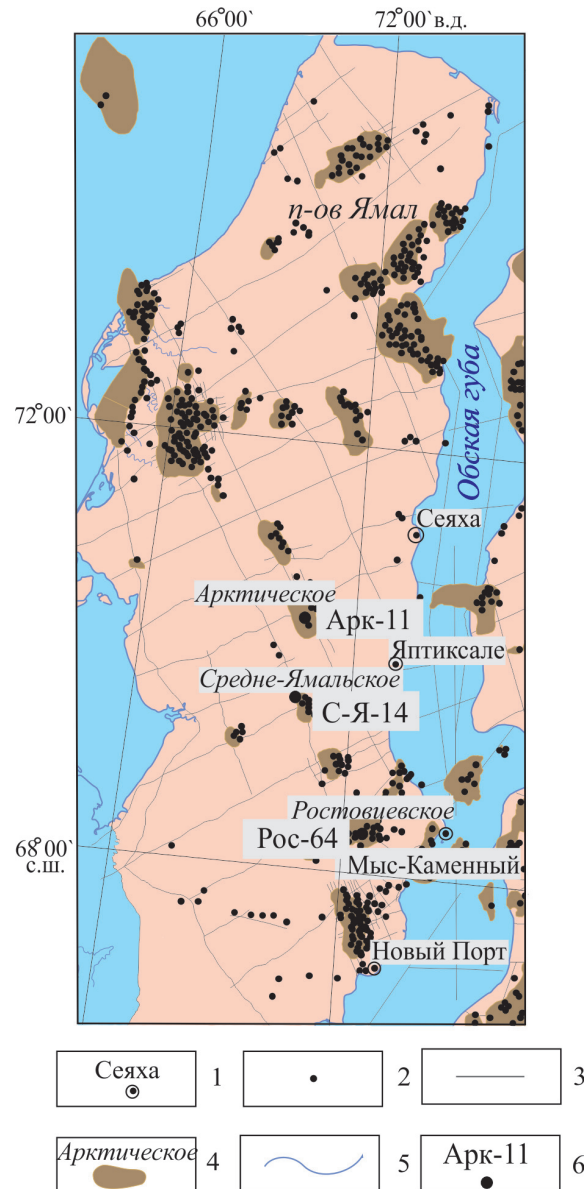


Рисунок. Обзорная схема территории исследований: 1 – населенный пункт и его название; 2 – поисково-разведочная скважина; 3 – сейсмический профиль МОГТ 2D; 4 – контур месторождения и его название (объекты исследований); 5 – гидрография и береговая линия; 6 – моделируемая скважина и ее условный индекс: Арк-11 – Арктическая 11, С-Я-14 – Средне-Ямальская 14, Рос-64 – Ростовцевская 64

Figure. Review scheme of the studied area: 1 – the locality and its name; 2 – the exploration well; 3 – the seismic profile CDPM 2D; 4 – the contour of the field and its name (survey target); 5 – the hydrography and coastline; 6 – the well simulated and its conditional index: Ark-11 – Arkticheskaya 11, C-Y-14 – Sredne-Yamalskaya 14, Ros-64 – Rostovtsevskaya 64

Осадочный мезозойско-кайнозойский чехол территории исследования начинает формироваться в ранней юре. К концу волжского века трансгрессия моря расширилась, идет накопление баженновской свиты (J_3+K_1bg), обогащенной органическим веществом.

Нефтематеринская баженновская свита является основным источником формирования залежей УВ в ловушках верхнеюрского и мелового нефтегазоносных комплексов, а также приоритетной сланцевой формацией. По среднему значению отражательной способности витринита – $R_{от}^0=0,96\%$ – в пределах Арктической площади баженновская свита находится в конце главной зоны нефтеобразования (база данных ИНГГ СО РАН, 2016).

Начиная с апт-сеномана морской режим господствует до начала эоцена. Раскрытие котловины Арктического бассейна приводит к смене знака вертикальных тектонических движений, и наступает позднеэоценовая регрессия. Анализ мощностей палеоген-неогена [41–43] показывает, что кровля люлинвора (ирбита) могла быть подвергнута денудации. При этом размывтый слой мог составлять порядка 500–700 м.

Посвитная разбивка от подошвы осадочного чехла до верхнего мела, включая березовскую свиту, принимается нами по данным ИНГГ СО РАН (литолого-стратиграфические разбивки, 2015 г.). Расчленение ниже-среднепалеогеновых свит, от ганькинской до ирбитской, заимствовано из мате-

Таблица 1. Описание сценариев седиментационной истории (скважина Арктическая 11)

Table 1. Description of scenarios of sedimentation history (Arkticheskaya well 11)

Свита, толща (стратиграфия) Suite, strata (stratigraphy)	Возраст, млн лет назад Age, million years ago	Время, млн лет Time, million years	Мощность (сценарий 1), м Thickness (Script 1), m	Мощность (сценарий 2), м Thickness (Script 2), m
Квартер+плиоцен Q-N ₂ /Quarter+Pliocene	0–4,1	4,1	280	280
N ₁₋₂	4,1–5,4	1,3	–113	–
Новопортовская N ₁₋₂ nvp/Novoportovskaya	5,4–8,4	3	50	–
Таволжанская N ₁ tv/Tavolzhanskaya	8,4–12,5	4,1	25	–
Бищеульская N ₁ bsch/Bishcheulskaya	12,5–14,5	2	38	–
N ₁	14,5–18,5	4	–535	–
Абросимовская N ₁ abr/Abrosimovskaya	18,5–23,0	4,5	25	–
Туртасская P ₃ tur/Turtasskaya	23,0–28,0	5	90	–
Новомихайловская P ₃ nvm/Novomikhaylovskaya	28,0–30,0	2	70	–
Атлымская P ₃ atl/Atlymskaya	30,0–34,0	4	100	–
Тавдинская P ₃ tv/Tavdinskaya	34,0–42,6	8,6	150	–
Нюрольская P ₂ nl/Nyurolskaya	42,6–50,4	7,8	100	–
Ирбитская (люлинворская) P ₂ ir/Irbitskaya (lyulinvorskaya)	50,4–55,0	4,6	20	20
Серовская P ₂ sr/Serovskaya	55,0–58,0	3	43	43
Тибейсалинская P ₂ tb/Tibeysalinskaya	58,0–63,7	5,7	120	120
Ганькинская K ₂ +P ₂ gn/Gankinskaya	63,7–73,0	9,3	40	40
Березовская K ₂ b/Berezovskaya	73,0–89,0	16	136	136
Кузнецовская K ₂ kz/Kuznetsovskaya	89,0–92,0	3	31	31
Марресалинская K ₁ –K ₂ mr/Marresalinskaya	92,0–102,0	10	550	550
Яронгская K ₁ jar/Yarongskaya	102–108,5	6,5	690	690
Танопчинская K ₁ tn/Tanopchinskaya	108,5–133,2	24,7	353	353
Ахская K ₁ ah/Akhsakaya	133,2–142,7	9,5	529	529
Баженновская J ₃ +K ₁ bg/Bazhenovskaya	142,7–149,3	6,6	16	16
Нурминская J ₂ nr/Nurminskaya	149,3–161,7	12,4	65	65
Мальшевская J ₂ ml/Malyshevskaya	161,7–171,0	9,3	95	95
Леонтьевская J ₂ ln/Leontyevskaya	171,0–173,0	2	130	130
Вымская J ₂ vm/Vymskaya	173,0–175,0	2	127	127
Лайдинская J ₂ ld/Laydinskaya	175,0–177,0	2	75	75
Надояхская J ₁ +J ₂ nd/Nadoyakhskaya	177,0–182,5	5,5	95	95
Китербютская (тогурская) J ₁ kt/Kiterbyutskaya (togurskaya)	182,5–184,0	1,5	39	39
Шараповская J ₁ shr/Sharapovskaya	184,0–186,0	2	50	50
Левинская J ₁ lv/Levinskaya	186,0–186,70	0,7	140	140
Мощность разреза, м/Section power, m			3624	3624

Таблица 2. Описание сценариев седиментационной истории (скважина Средне-Ямальская 14)

Table 2. Description of scenarios of sedimentation history (Sredne-Yamalskaya well 14)

Свита, толща (стратиграфия) Suite, strata (stratigraphy)	Возраст, млн лет назад Age, million years ago	Время, млн лет Time, million ye- ars	Мощность (сце- нарий 1), м Thick- ness (Script 1), m	Мощность (сценарий 2), м Thickness (Script 2), m
Квартер+плиоцен Q-N ₂ /Quarter+Pliocene	0–4,1	4,1	200	200
N ₁₋₂	4,1–5,4	1,3	–113	–
Новопортовская N ₁₋₂ nvp/Novoportovskaya	5,4–8,4	3	50	–
Таволжанская N ₁ tv/Tavolzhanskaya	8,4–12,5	4,1	25	–
Бищеульская N ₁ bsch/Bishcheulskaya	12,5–14,5	2	38	–
N ₁	14,5–18,5	4	–435	–
Абросимовская N ₁ abr/Abrosimovskaya	18,5–23,0	4,5	15	–
Туртасская P ₃ tur/Turtasskaya	23,0–28,0	5	70	–
Новомихайловская P ₃ nvm/Novomikhaylovskaya	28,0–30,0	2	50	–
Атлымская P ₃ atl/Atlymskaya	30,0–34,0	4	80	–
Тавдинская P ₂ tv/Tavdinskaya	34,0–42,6	8,6	130	–
Нюрольская P ₂ nl/Nyurolskaya	42,6–50,4	7,8	90	–
Ирбитская (люлинворская)-P ₂ ir/Irbitskaya (lyulinvorskaya)	50,4–55,0	4,6	120	120
Серовская P ₂ sr/Serovskaya	55,0–58,0	3	60	60
Тибейсалинская P ₂ tb/Tibeysalinskaya	58,0–63,7	5,7	50	50
Ганькинская K ₂ +P ₁ gn/Gankinskaya	63,7–73,0	9,3	120	120
Березовская K ₂ b/Berezovskaya	73,0–89,0	16	249	249
Кузнецовская K ₂ kz/Kuznetsovskaya	89,0–92,0	3	44	44
Марресалинская K ₁ -K ₂ mr/Marresalinskaya	92,0–102,0	10	485	485
Яронгская K ₁ jar/Yarongskaya	102–108,5	6,5	179	179
Танопчинская K ₁ tn/Tanopchinskaya	108,5–133,2	24,7	701	701
Ахская K ₁ ah/Akhskaya	133,2–142,7	9,5	647	647
Баженовская J ₃ +K ₁ bg/Bazhenovskaya	142,7–149,3	6,6	35	35
Нурминская J ₂ nr/Nurminskaya	149,3–161,7	12,4	16	16
Мальшевская J ₂ ml/Malyshevskaya	161,7–171,0	9,3	91	91
Леонтьевская J ₂ ln/Leontyevskaya	171,0–173,0	2	98	98
Вымская J ₂ vm/Vymskaya	173,0–175,0	2	124	124
Лайдинская J ₂ ld/Laydinskaya	175,0–177,0	2	71	71
Надояхская J ₁ +J ₂ nd/Nadoyakhskaya	177,0–180,0	3	93	93
Мощность разреза, м/Section power, m			3383	3383

риалов ВСЕГЕИ [43]. Вышележащие толщи расчленены на основе работ [41] и [42].

При построении седиментационно-теплофизической модели для моделируемых скважин (табл. 1–3) использованы стратиграфические разбивки, выполненные с учетом возможной динамики (сценариев) тектонических событий на протяжении формирования осадочного разреза на территории Ямала.

Оценка позднеэоценовой эрозии выполняется на основе анализа результатов палеотемпературных реконструкций 2-х основных сценариев: 1-й сценарий – учет накопления нюрольской, тавдинской, атлымской, новомихайловской, туртасской и абросимовской свит, а затем – основная позднеэоценовая регрессия; учет накопления бищеуль-

ских отложений, таволжанской и новопортовской свит, а затем их размыв. 2-й сценарий – учет пере-рывов в осадконакоплении, без эрозионных процессов. В этих сценариях учитывается «арктический» вековой ход температур на поверхности Земли [44].

О методике интерпретации

Применен метод палеотемпературного моделирования, основанный на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей [45].

В математическую модель непосредственно включены климатический вековой ход температур на земной поверхности, как краевое условие, и палеотемпературы из определений отражательной

Таблица 3. Описание сценариев седиментационной истории (скважина Ростовцевская 64)

Table 3. Description of scenarios of sedimentation history (Rostovtsevskaya well 64)

Свита, толща (стратиграфия) Suite, strata (stratigraphy)	Возраст, млн лет назад Age, million years ago	Время, млн лет Time, million years	Мощность (сценарий 1), м (Script 1), m	Мощность (сценарий 2), м (Script 2), m
Квартер+плиоцен Q-N ₂ /Quarter+Pliocene	0–4,1	4,1	266	266
N ₁₋₂	4,1–5,4	1,3	-113	–
Новопортовская N ₁₋₂ nvp/Novoportovskaya	5,4–8,4	3	50	–
Таволжанская N ₁ tv/Tavolzhanskaya	8,4–12,5	4,1	25	–
Бищеульская N ₁ bsch/Bishcheulskaya	12,5–14,5	2	38	–
N ₁	14,5–18,5	4	-335	–
Абросимовская N ₁ abr/Abrosimovskaya	18,5–23,0	4,5	20	–
Туртасская P ₃ tur/Turtasskaya	23,0–28,0	5	50	–
Новомихайловская P ₃ nvm/Novomikhaylovskaya	28,0–30,0	2	35	–
Атлымская P ₃ atl /Atlymskaya	30,0–34,0	4	65	–
Тавдинская P ₂ tv/Tavdinskaya	34,0–42,6	8,6	110	–
Нюрольская P ₂ nl/Nyurolskaya	42,6–50,4	7,8	55	–
Ирбитская (люлинворская) P ₂ ir/Irbitskaya (lyulinvorskaya)	50,4–55,0	4,6	180	180
Серовская P ₁ sr/Serovskaya	55,0–58,0	3	100	100
Тибейсалинская P ₁ tb/Tibeysalinskaya	58,0–63,7	5,7	40	40
Ганькинская K ₂ +P ₁ gn/Gankinskaya	63,7–73,0	9,3	80	80
Березовская K ₂ b/Berezovskaya	73,0–89,0	16	338	338
Кузнецовская K ₂ kz/Kuznetsovskaya	89,0–92,0	3	18	18
Марресалинская K ₁ -K ₂ mr/Marresalinskaya	92,0–102,0	10	466	466
Яронгская K ₁ jar/Yarongskaya	102–108,5	6,5	206	206
Танопчинская K ₁ tn/Tanopchinskaya	108,5–133,2	24,7	718	718
Ахская K ₁ ah/Akhsakaya	133,2–142,7	9,5	750	750
Баженовская J ₃ +K ₁ bg/Bazhenovskaya	142,7–149,3	6,6	33	33
Нурминская J ₂ nr/Nurminskaya	149,3–161,7	12,4	72	72
Мальшевская J ₂ ml/Malyshevskaya	161,7–171,0	9,3	105	105
Леонтьевская J ₁ ln/Leontyevskaya	171,0–172,0	1	113	113
Мощность разреза, м Section power, m			3485	3485

способности витринита (ОСВ), как «наблюдаемые». В модели палеотектонические реконструкции непосредственно сопряжены с палеотемпературными реконструкциями. В описании осадочной толщи скорости осадконакопления могут быть нулевыми и отрицательными, что позволяет учитывать перерывы осадконакопления и денудацию.

Расчет палеотемператур состоит из двух этапов. На первом, по распределению температур T , «наблюдаемых» в точках разреза скважины, рассчитывается тепловой поток q через поверхность основания осадочного чехла, т. е. решается обратная задача геотермии – классическая обратная задача геофизики. На втором этапе, с известным значением q , решаются прямые задачи геотермии – непосредственно рассчитываются температуры U в заданных точках осадочной толщи Z (в том числе в материнской свите) на любые заданные моменты геологического времени t .

Наличие перерывов в осадконакоплении и величины денудации оцениваются путем многовариантных расчетов при различных сценариях тектоно-седиментационной истории и последующего выбора сценария, отвечающего критериям адекватности и достоверности.

Основным критерием адекватности и предпочтительности результатов палеотемпературного моделирования выступает оптимальная согласованность («невязка») максимума расчетных геотемператур с «наблюдаемыми» температурами «максимального палеотермометра» – с температурами, определенными по ОСВ. В той же степени важна оптимальная «невязка» расчетных геотемператур и с «наблюдаемыми» пластовыми температурами. Оптимальная «невязка», принятая в классической разведочной геофизике, это средняя квадратичная разность расчетных и наблюдаемых значений, равная погрешности наблюдений [46, 47]. Эта погрешность порядка ± 2 °C.

Важным критерием достоверности результатов палеотемпературного моделирования является согласованность расчетных значений плотности теплового потока q с данными экспериментального определения плотности теплового потока на территории исследований.

В качестве критерия достоверности результатов моделирования принимается и степень согласованности очагов интенсивной генерации УВ, определяемых по геотемпературному критерию в материнской свите [48], с установленной геолого-разведкой нефтегазоносностью недр.

Результаты исследований и их анализ

Решение *прямых задач геотермии* выполнялось на 52 ключевых моментах геологического времени, соответствующих временам начала/завершения формирования каждой свиты, перекрывающих баженовскую, а также точкам «излома» векового хода температур на земной поверхности.

Ниже приводятся результаты моделирования геотермического режима осадочного разреза скважин Арктической 11, Средне-Ямальской 14 и Ростовцевской 64 (рисунок, табл. 4–6). Оценка адекватности и предпочтительности тектоно-седиментационной истории выполняется на основе анализа результатов палеотемпературных реконструкций 3-х сценариев: *1-й сценарий* – учет перерывов в осадконакоплении и позднеэоценовых размывов; *2-й сценарий* – учет перерывов в осадконакоплении, без учета эрозионных процессов; *3-й сценарий* – по тектоно-седиментационной истории, что и *2-й сценарий*, но моделирование выполнено без учета данных ОСВ.

В случае учета эрозионных процессов при моделировании (табл. 4–6, *сценарий 1*) по критерию «невязки» измеренных (наблюденных) и расчетных геотемператур *результаты являются адекватными и приемлемыми*: «невязки» оптимальны, т. к. составляют $\pm 2^\circ\text{C}$. Таким образом, размывы палеоген-неогеновых и неогеновых отложений подтверждаются. А результаты моделирования без учета эрозионных процессов (табл. 4–6, *сценарий 2*) однозначно неприемлемы, «невязки» составляют $\pm(5-12-16)^\circ\text{C}$.

Достоверность результатов палеотемпературного моделирования при учете эрозионных процессов (*сценарий 1*), выполненного на Арктической, Средне-Ямальской и Ростовцевской площадях, подтверждается хорошей согласованностью полученных расчетных значений плотности теплового потока ($49-52-56$ мВт/м²) с экспериментальными определениями плотности теплового потока для п-ва Ямал: $50-55$ мВт/м² [36], $49-56$ мВт/м² [39]. Здесь следует заметить, что для геодинамических условий Западной Сибири, характеризующихся, начиная с юрского времени, квазистационарностью глубинного теплового q [24, 36, 49], решение обратной задачи геотермии – определения плотности теплового потока q – выполняется однозначно [46].

Таблица 4. Сопоставление измеренных и расчетных геотемпературных параметров (скважина Арктическая 11)

Table 4. Comparison of the measured and calculated geotemperature parameters (Arkticheskaya well 11)

Глубина, м Depth, m	Измеренные температуры $^\circ\text{C}$, Measured («observed») temperatures	Способ измерения Measurement method	Расчетные температуры Calculated temperatures, $^\circ\text{C}$					
			сценарий 1 script 1		сценарий 2 script 2		сценарий 3 script 3	
			Значение Value	Разница с измеренной Difference with the measured	Значение Value	Разница с измеренной Difference with the measured	Значение Value	Разница с измеренной Difference with the measured
2500	120	по ОСВ by VR (vitrinite reflectance)	117	-3	99	-21	-	-
3533	125	пластовые reservoir	126	+1	138	+13	125	0
3560	126	пластовые reservoir	127	+1	138	+12	126	0
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), $^\circ\text{C}$ Mean squared error («true error»), $^\circ\text{C}$			± 2		± 16		± 0	
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м ² Calculated heat flux from the basis, mW/m ²			56		55		56	
Глубина положения баженовской свиты в современном разрезе, м Depth of position of the Bazhenov suite in the modern section, m			2800		2800		2800	
Расчетная современная температура баженовской свиты, $^\circ\text{C}$ Calculated current temperature of the Bazhenov suite, $^\circ\text{C}$			101		99		100	
Глубина положения баженовской свиты в палеоразрезе (18,5 млн лет назад) в момент палеотемпературного максимума ГФН, м Depth of position of the Bazhenov suite in the paleosection (18,5 million years ago) at the time of the main oil generation phase paleotemperature maximum, m			3055		2697		2697	
Расчетный палеотемпературный максимум ГФН баженовской свиты, $^\circ\text{C}$ Calculated paleotemperature maximum of the main oil generation phase of the Bazhenov suite, $^\circ\text{C}$			128		109		110	

В части положительного заключения о *достоверности результатов* моделирования при учете денудаций отметим, что расчетный максимум гео-

температур баженовской свиты (табл. 4, сценарий 1, 128 °С) более всего согласуется с установленным геологоразведкой фактом – с определением ОСВ в баженовской свите, свидетельствующим о том, что в пределах Арктической площади баженовская свита находится/находилась в конце главной фазы нефтеобразования (ГФН).

Таблица 5. Сопоставление измеренных и расчетных геотемпературных параметров (скважина Средне-Ямальская 14)

Table 5. Comparison of the measured and calculated geotemperature parameters (Sredne-Yamalskaya well 14)

Глубина, м, Depth, m	Измеренные температуры °С, Measured («observed») temperatures, °C	Способ измерения Measurement method	Расчетные температуры Calculated temperatures °C			
			сценарий 1 script 1		сценарий 2 script 2	
			Значение Value	Разница с измеренной Difference with the measured	Значение Value	Разница с измеренной Difference with the measured
1700	83	по ОСВ	81	-2	77	-6
2200	100	by VR (vitrinite reflectance)	98	-2	96	-4
3000	120		123	+3	126	+6
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С Mean squared error («true error»), °C			±2		±5	
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м ² Calculated heat flux from the basis, MW/m ²			52		60	
Глубина положения баженовской свиты в современном разрезе, м Depth of position of the Bazhenov suite in the modern section, m			2870		2870	
Расчетная современная температура баженовской свиты, °С Calculated current temperature of the Bazhenov suite, °C			94		110	
Глубина положения баженовской свиты в палеоразрезе (18,5 млн лет назад) в момент палеотемпературного максимума ГФН, м Depth of position of the Bazhenov suite in the paleosection (18,5 million years ago) at the time of the main oil generation phase paleotemperature maximum, m			3108		2799	
Расчетный палеотемпературный максимум ГФН баженовской свиты, °С Calculated paleotemperature maximum of the main oil generation phase of the Bazhenov suite, °C			119		121	

Таким образом, результаты выполненных палеотектонических и палеотемпературных реконструкций аргументировано свидетельствуют о том, что в палеоген-неогене осадконакопление шло до

Таблица 6. Сопоставление измеренных и расчетных геотемпературных параметров (скважина Ростовцевская 64)

Table 6. Comparison of the measured and calculated geotemperature parameters (Rostovtsevskaya well 64)

Глубина, м, Depth, m	Измеренные температуры °С, Measured («observed») temperatures, °C	Способ измерения Measurement method	Расчетные температуры Calculated temperatures, °C					
			сценарий 1 script 1		сценарий 2 script 2		сценарий 3 script 3	
			Значение Value	Разница с расчетной Difference with the calculated	Значение Value	Разница с расчетной Difference with the calculated	Значение Value	Разница с расчетной Difference with the calculated
2096	84	по ОСВ	84	0	73	-11	-	-
2600	98	by VR (vitrinite reflectance)	99	+1	88	-10	-	-
2827	111		106	-5	95	-16	-	-
2470	75	пластовые reservoir	77	+2	87	+12	76	+1
2650	81		82	+1	92	+11	80	-1
2660	81		82	+1	93	+12	81	0
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С Mean squared error («true error»), °C			±2		±1		±1	
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м ² Calculated heat flux from the basis, mW/m ²			49		47		48	
Глубина положения баженовской свиты в современном разрезе, м Depth of position of the Bazhenov suite in the modern section, m			3180		3180		3180	
Расчетная современная температура баженовской свиты, °С Calculated current temperature of the Bazhenov suite, °C			98		93		96	
Глубина положения баженовской свиты в палеоразрезе (18,5 млн лет назад) в момент палеотемпературного максимума ГФН, м Depth of position of the Bazhenov suite in the paleosection (18,5 million years ago) at the time of the main oil generation phase paleotemperature maximum, m			3247		3080		3080	
Расчетный палеотемпературный максимум ГФН баженовской свиты, °С Calculated paleotemperature maximum of the main oil generation phase of the Bazhenov suite, °C			117		105		107	

середины миоцена на протяжении 31,9 млн л (нюрольская, тавдинская, атлымская, новомихайловская, туртасская, абросимовская свиты) в объеме 335 м (площадь Ростовцевская), 435 м (площадь Средне-Ямальская), 535 м (площадь Арктическая) и за 4 млн лет, в раннебищеульское время, эти отложения были размыты. Ингрессиям бореального моря в среднем миоцене – раннем плиоцене, с конца бищеульского времени и до конца новопортовского, обязаны накопления осадков толщиной 113 м, которые, в последующий этап положительных тектонических движений, за 1,3 млн лет денудировались. С началом позднего миоцена идет накопление плиоцен-четвертичных осадков.

Отдельного рассмотрения заслуживает анализ результатов моделирования (табл. 4 и 6, *сценарий 3*), выполненного без учета денудаций и без учета температур по ОСВ в качестве измеренных («наблюденных»). И по критерию «невязки», и по согласованности расчетной плотности теплового потока с экспериментальными его определениями результаты моделирования представляются формально адекватными и достоверными. Однако такая адекватность и достоверность только кажущаяся в приложении к тектоно-седиментационной истории, т. к. в палеотемпературных реконструкциях игнорированы фактические данные – представленные определения ОСВ в образцах керна. И это в итоге приводит к заметному занижению расчетного палеотемпературного максимума ГФН – на (10–18)°С.

Сценарий 3 интересен тем, что позволяет оценить корректность результатов моделирования в случае, когда данные ОСВ отсутствуют или игнорируются по какой-либо причине. Отметим исключительную важность использования данных ОСВ для выявления и оценки денудационных процессов. Именно привлечение данных ОСВ (*сценарий 2*) указало на большую вероятность существования позднеэоценовых денудаций, а в *сценарии 1* привлечение данных ОСВ дало оценку масштабам денудаций.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 8–17.
2. Конторович А.Э. Проблемы реиндустриализации нефтегазового комплекса России // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 3. – С. 14–15.
3. Tissot B. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet // Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP. – 2003. – V. 58. – № 2. – P. 183–202.
4. Galushkin Y.I., Sitar K.A., Kunitsyna A.V. Numerical modeling of the organic matter transformation in the sedimentary rocks of the northeastern Sakhalin shelf // Oceanology. – 2011. – V. 51. – № 3. – P. 491–501.
5. Прищепа О.М., Суханов А.А., Макарова И.Р. Методика определения зрелости сапропелевого органического вещества в до-

Выводы

1. Принятая вариативность сценариев тектоно-седиментационной истории и реконструкций геотермического режима баженовской свиты позволили выявить, количественно оценить перемены в осадконакоплении и денудации в позднеэоценовое время на месторождениях углеводородов п-ва Ямал.
2. Специальная методика выявления и оценки денудаций основывается на: 1) палеотемпературном моделировании, учитывающем параметры тектоно-седиментационной истории, измеренные пластовые температуры и палеотемпературы, определенные по ОСВ; 2) многовариантности палеотектонических и палеотемпературных реконструкций и на анализе варибельности результатов; 3) оценке соответствия результатов общепринятым критериям оптимальности решения обратной задачи геофизики; 4) согласованности расчетных значений плотности теплового потока с экспериментальными данными; 5) согласованности расчетных очагов генерации УВ с установленной геологоразведкой нефтегазоносностью недр.
3. Отмечена важность использования данных ОСВ для выявления и оценки денудационных процессов. Именно привлечение данных ОСВ может указать на вероятность существования денудаций и дать оценку масштабам денудаций.
4. Сценарий истории геологического развития арктического региона Западной Сибири, учитывающий эрозионные процессы, представляет наиболее «богатую» термическую историю материнских отложений, а следовательно, повышает достоверность, обеспечивает наибольшую расчетную плотность ресурсов генерированных нефтей. Возможность выявления перерывов осадконакопления и денудации методом геотермии, в комплексе с геологическими методами и сейсморазведкой, существенно повышает достоверность знаний об истории геологического развития регионов Западной Сибири.

маникитах и оценка их углеводородных ресурсов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 7. – С. 4–8.

6. Типы и катагенез органического вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, С.В. Обласов, С.В. Фадеева, М.А. Веклич, Р.С. Кашапов, П.В. Трушков, Е.С. Бахтина // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 20–25.
7. Морозов Н.В., Бельнская И.Ю., Жуков В.В. 3D моделирование углеводородных систем баженовской свиты: детализация прогноза физико-химических свойств углеводородов // ПРО-НЕФТЬ. – 2016. – Вып. 1. – С. 38–45.
8. Stotskiy V.V., Isaev V.I., Fomin M.A. An assessment of the geotemperature conditions of Bazhenov oil generation (Koltogor mezodepression and its framing structures) // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – V. 43. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012017/pdf> (дата обращения: 05.03.2017).

9. Нестеров И.И. Проблемы геологии нефти и газа второй половины XX века: избранные труды. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 608 с.
10. Гаврилов В.Л., Галушкин Ю.И. Геодинамический анализ нефтегазоносных бассейнов (бассейновое моделирование). – М.: Недра, 2010. – 227 с.
11. Influence of Surface Temperatures on Source Rock Maturity: an Example from the Russian Arctic / S. Nelskamp, T. Donders, J.-D. van Wess, O. Abbink // *ROGTEC*. – 2014. – № 18. – P. 26–35.
12. Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic / V.A. Kontorovich, S.Yu. Belyaev, A.E. Kontorovich, V.O. Krasavchikov, A.A. Kontorovich, O.I. Suprunenko // *Russian Geology and Geophysics*. – 2001. – V. 42. – P. 1832–1845.
13. История тектонического развития арктических районов Западно-Сибирской геосинеклизы в кайнозойское время / С.Ю. Беляев, С.А. Гуськов, В.С. Волкова, А.В. Истомин // *Интерэкспо Гео-Сибирь*. – 2013. – № 1. URL: <http://cyberleninka.ru/article/n/istoriya-tektonicheskogo-razvitiya-arkticheskikh-rayonov-zapadno-sibirskoy-geosineklizy-v-kaynozoyskoye-vremya> (дата обращения: 05.03.2017).
14. Volkova V.S. Geologic stages of the paleogene and neogene evolution of the Arctic shelf in the Obr region (West Siberia) // *Russian Geology and Geophysics*. – 2014. – V. 55. – № 4. – P. 619–633.
15. Гуськов С.А., Волкова В.С. История геологического развития арктических районов Западно-Сибирской геосинеклизы в кайнозойское время // *Интерэкспо Гео-Сибирь*. – 2014. – № 2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/istoriya-geologicheskogo-razvitiya-arkticheskikh-rayonov-zapadno-sibirskoy-geosineklizy-v-kaynozoyskoye-vremya> (дата обращения: 05.03.2017).
16. Шериф Р., Гелдарт Л. Сейсморазведка: Т. 2. Обработка и интерпретация данных. – М.: Мир, 1987. – 400 с.
17. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
18. Veselov O.V., Kozlov D.N. Geothermal and bathymetric surveys of Brouton Bay (Uratman Volcano, Simushir I., Kuril Islands) // *Journal of Volcanology and Seismology*. – 2014. – V. 8. – № 4. – P. 250–259.
19. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М.: Научный Мир, 2007. – 456 с.
20. Golovanova I.V., Salzmanova R.Yu., Tagirova Ch.D. Method for deep-temperature estimation with regard to the paleoclimate influence on the heat flow // *Russian Geology and Geophysics*. – 2014. – V. 55. – № 9. – P. 1426–1435.
21. Геотермические разрезы земной коры области сочленения Центрально-Азиатского и Тихоокеанского поясов и смежных платформ / П.Ю. Горнов, М.В. Горошко, Ю.Ф. Мальшев, В.Я. Подгорный // *Геология и геофизика*. – 2009. – Т. 50. – № 5. – С. 630–647.
22. Demezhko D.Yu., Gornostaeva A.A. Reconstructions of long-term ground surface heat flux changes from deep-borehole temperature data // *Russian Geology and Geophysics*. – 2014. – V. 55. – № 12. – P. 1841–1846.
23. Теплопроводность пород баженовской свиты Салымского района (Западно-Сибирская плита) / А.Д. Дучков, Л.С. Соколова, Д.Е. Аюнов, П.А. Ян // *Геология и геофизика*. – 2016. – Т. 57. – № 7. – С. 1367–1380.
24. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.
25. Зуй В.И. Тепловое поле платформенного чехла Беларуси. – Минск: Экономпресс, 2013. – 260 с.
26. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurolrka megadepression // *Russian Geology and Geophysics*. – 2014. – V. 55. – P. 1418–1428.
27. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the mesozoic–cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling) / A.E. Kontorovich, L.M. Burshtein, N.A. Malyshev, P.I. Safronov, S.A. Gus'kov, S.V. Ershov, V.A. Kazanenko, N.S. Kim, V.A. Kontorovich, E.A. Kostyeva, V.N. Melenevsky, V.R. Livshits, A.A. Polyakov, M.B. Skvortsov // *Russian Geology and Geophysics*. – 2013. – V. 54. – № 8. – P. 1179–1226.
28. Kutas R.I. Heat flow, radiogenic heat and crustal thickness in southwest U.S.S.R. // *Tectonophysics*. – 1984. – V. 103. – № 1–4. – P. 167–174.
29. Results of heat flow measurement in the NW sector of the Black Sea basin / R.I. Kutas, V.P. Kobolev, V.Y. Tsvyashchenko, M.I. Bevzyuk, O.P. Kravchuk // *Geophysical Journal*. – 1999. – V. 19. – № 2. – P. 289–308.
30. Kutas R.I., Poort J. Regional and local geothermal conditions in the northern Black Sea // *International Journal of Earth Sciences*. – 2008. – V. 97. – № 2. – P. 353–363.
31. Petroleum potential of Lower Jurassic deposits in Nurolsk megadepression / G. Lobova, E. Osipova, V. Isaev, D. Terre // *Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. – 2015. – V. 24. URL: http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012001/pdf/1755-1315_24_1_012001.pdf (дата обращения: 05.03.2017).
32. Лопатин Н.В. Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ // *Геоинформатика*. – 2006. – № 3. – С. 101–120.
33. Thermal structure of the crust in the Black Sea: comparative analysis of magnetic and heat flow data / V.I. Starostenko, M.N. Dolmaz, R.I. Kutas, O.M. Rusakov, E. Oksum, Z.M. Hisarli, M. Okyar, U.Y. Kalyoncuoglu, H.E. Tutunsatar, O.V. Legostaeva // *Marine Geophysical Research*. – 2014. – V. 35. – № 4. – P. 345–359.
34. Iskorkina A.A., Isaev V.I., Fomin A.N. Influences of Neo-Pleistocene permafrost on thermal history of petromaternal Lower Jurassic Togur suite (Tomsk region) // *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. – 2016. – V. 43. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012009/pdf> (дата обращения: 05.03.2017).
35. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
36. Kurchikov A.R. The geothermal regime of hydrocarbon pools in West Siberia // *Russian Geology and Geophysics*. – 2001. – V. 42. – № 11–12. – P. 678–689.
37. Курчиков А.Р., Бородин В.Н. Термобарическая и палеотектоническая характеристика клиноформных образований ачимовской толщи севера Западной Сибири в связи с нефтегазоносностью // *Горные ведомости*. – 2010. – № 3. – С. 16–35.
38. Термографическая модель и прогноз нефтегазоносности осадочного чехла шельфа моря Лаптевых / М.Д. Хуторской, Л.В. Подгорный, О.И. Супруненко, Б.И. Ким, А.А. Черных // *Доклады Академии Наук*. – 2011. – Т. 440. – № 5. – С. 663–668.
39. Геотермия арктических морей / М.Д. Хуторской, В.Р. Ахмедзянов, А.В. Ермаков, Ю.Г. Леонов, Л.В. Подгорных, Б.Г. Поляк, Е.А. Сухих, Л.А. Цыбуля. – М.: ГЕОС, 2013. – 232 с.
40. Объемная геолого-геотермическая модель осадочного чехла северо-восточной части Баренцевоморского шельфа в связи с освоением ресурсов углеводородов / Д.С. Никитин, Д.А. Иванов, В.А. Журавлев, М.Д. Хуторской // *Георесурсы*. – 2015. – № 1. – С. 13–19.
41. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кн. 9: Кайнозой Западной Сибири / под ред. В.С. Волковой. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 246 с.
42. Volkova V.S. Paleogene and neogene stratigraphy and paleotemperature trend of West Siberia (from palynological data) // *Russian Geology and Geophysics*. – 2011. – V. 52. – № 7. – P. 709–716.

43. Базы данных Государственных геологических карт ВСЕГЕИ. Карта дочетвертичных образований R (40)-41, R-43, 44(45). URL: <http://www.vsegei.ru/ru/info/georesource/> (дата обращения 25.05.2016).
44. Искоркина А.А. Палеоклиматические факторы реконструкции термической истории нефтематеринской баженовской свиты арктического региона Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 8. – С. 59–73.
45. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data / R.Yu. Gulenok, V.I. Isaev, V.Yu. Kosygin, G.A. Lobova, V.I. Starostenko // Russian Journal of Pacific Geology. – 2011. – V. 5. – № 4. – P. 273–287.
46. Тихоцкий С.А., Фокин И.В., Шур Д.Ю. Активная лучевая сейсмическая томография с использованием адаптивной параметризации системой вэйвлет-функций // Физика Земли. – 2011. – № 4. – С. 67–86.
47. Isaev V.I. Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming // Russian Journal of Pacific Geology. – 2013. – V. 7. – № 2. – P. 92–106.
48. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) / Л.М. Бурштейн, Л.В. Жидкова, А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.
49. Эволюция температурного поля осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / А.Д. Дучков, Ю.И. Галушкин, Л.В. Смирнов, Л.С. Соколова // Геология и геофизика. – 1990. – № 10. – С. 51–60.

Поступила 11.05.2017 г.

Информация об авторах

Исаев В.И., доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геофизики Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Старостенко В.И., доктор физико-математических наук, профессор, академик НАН Украины, директор Института геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины.

Лобова Г.А., доктор геолого-минералогических наук, доцент кафедры геофизики Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Фомин А.Н., доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

Исагалиева А.К., преподаватель кафедры геофизики Института геологии и нефтегазового дела Казахского национального исследовательского технического университета им. К.И. Сатпаева.

UDC 553.98(571)

TECTONIC–SEDIMENTATION INTERPRETATION OF THE GEOTHERMICS DATA WHEN IDENTIFYING AND ASSESSING THE LATE EOCENE EROSION ON THE ARCTIC HYDROCARBON FIELDS (YAMAL PENINSULA)

Valeriy I. Isaev¹,
isaewi@tpu.ru

Vitaly I. Starostenko²,
vstar@igph.kiev.ua

Galina A. Lobova¹,
lobovaga@tpu.ru

Aleksandr N. Fomin³,
fominan@ipgg.sbras.ru

Aygul K. Issagaliyeva⁴,
a_isagaliyeva@mail.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Institute of Geophysics named after S.I. Subbotin NAS Ukraine,
32, Palladin Avenue, Kiev, 03142, Ukraine.

³ Institute of Petroleum Geology and Geophysics named after A.A. Trofimuk SB RAS,
3, Ac. Koptueg Avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

⁴ Institute of Geology and oil and gas business Kazakh National Research Technical University named after K.I. Satpayev,
22, Satpayev street, 050013, Almaty, Republic of Kazakhstan.

Relevance. *The scheme and criteria of use of the measured and modelled geo-temperatures is developed for studying of tectonic-sedimentation history of settling ponds of the Arctic region of Western Siberia – priority subject of the new strategy of development for a source of raw materials of hydrocarbons of the Russian Federation.*

The aim of the research *is to develop and approve a technique of assessment of the Late Eocene time erosion of the Arctic districts of the West Siberian oil-and-gas province on the basis of model operation of the geothermic mode of the Bazhenov petromaternal deposits, on the example of the Arctic, Sredne-Yamalsky and Rostovtsevsky fields.*

Object of researches: *tectonic-sedimentation history of a Cenozoic and Mesozoic section, the paleo thermic mode of the Bazhenov deposits opened with deep wells on the Arctic, Sredne-Yamalsky and Rostovtsevsky squares (Yamal Peninsula).*

A special method *of the research is based on: 1) the paleo-temperature modeling considering the parameters of tectonic-sedimentation history, measured rock temperatures and paleo-temperatures determined by the reflection power of vitrinite; 2) diversity of paleo-tectonic and the paleo-temperature reconstruction and on the analysis of variability of results; 3) assessment of results compliance with the optimality criteria of the geophysics inverse problem solution; 4) coherence of the designed values of heat flux density with the experimental data; 5) coherence of the calculated centers of hydrocarbon oscillation with the oil-and-gas content of a subsoil established by geological exploration.*

Research results. *The implemented variety of scenarios for tectono-sedimentary history and reconstructions of geothermal regime of the Bazhenov formation has revealed and given the quantification of breaks in sedimentation and denudate in epy Late Eocene time on hydrocarbon deposits of Yamal. It was ascertained that engaging the data of vitrinite reflectance justify the existence of denudations and defines the possibility of assessing the scales of denudations. The scenario of geological development history considering the erosive processes gives the «richest» thermal history of maternal deposits, provides the greatest calculated density of resources of the generated oil. Application of the developed scheme and criteria of identifying the breaks of sedimentation and denudation by a geothermal method, in complex with geological methods and seismic exploration, significantly increases reliability of knowledge of the history of geological development of regions in Western Siberia.*

Key words:

Tectonic-sedimentation history, geothermic mode, Bazhenov deposits, vitrinite reflectance, field of hydrocarbons of Yamal peninsula.

REFERENCES

1. Kontorovich A.E., Eder L.V. The new paradigm of the development strategy of the raw material base of the oil industry of the Russian Federation. *Mineral Resources of Russia. Economics and Management*, 2015, no. 5, pp. 8–17. In Rus.
2. Kontorovich A. E. Problems of reindustrialization of an oil and gas complex of Russia. *Oil Industry*, 2016, no. 3, pp. 14–15. In Rus.
3. Tissot B. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a

- Reaction Flowsheet. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, 2003, vol. 58, no. 2, pp. 183–202.
4. Galushkin Y.I., Sitar K.A., Kunitsyna A.V. Numerical modeling of the organic matter transformation in the sedimentary rocks of the northeastern Sakhalin shelf. *Oceanology*, 2011, vol. 51, no. 3, pp. 491–501.
 5. Prishchepa O.M., Sukhanov A.A., Makarova I.R. Method for determining the maturity of sapropelic organic matter in domanic and assessing their hydrocarbon resources. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2015, no. 7, pp. 4–8. In Rus.
 6. Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Oblasov S.V., Fadeeva S.V., Veklich M.A., Kashapov R.S., Trushkov P.V., Bakhtina E.S. Types and catagenesis of the organic matter of the Bazhenov suite and its age analogues. *Oil Industry*, 2016, no. 10, pp. 20–25. In Rus.
 7. Morozov N.V., Belenkaya I.Yu., Zhukov V.V. 3D modelirovaniye uglevodorodnykh sistem bazhenovskoy svity: detalizatsiya prognoza fiziko-khimicheskikh svoystv uglevodorodov [3D modeling of hydrocarbon systems of the Bazhenov suite: details of the forecast of physical and chemical properties of hydrocarbons]. *PROheft*, 2016, no. 1, pp. 38–45. In Rus.
 8. Stotskiy V.V., Isaev V.I., Fomin M.A. An assessment of the geotemperature conditions of Bazhenov oil generation (Koltogor mezodepression and its framing structures). *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43. Available at: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012017/pdf> (accessed 5 March 2017).
 9. Nesterov I.I. *Problemy geologii nefii i gaza vtoroy poloviny XX-go veka: izbrannye trudy* [Problems of petroleum geology in the second half of the XXth century: selected works]. Novosibirsk, SB RAS Publ. House, 2007. 607 p.
 10. Gavrilo V.L., Galushkin Yu.I. *Geodinamicheskiy analiz neftegazonosnykh basseynov (basseynovoye modelirovaniye)* [Geodynamic analysis of oil and gas basins (basin modeling)]. Moscow, Nedra Publ., 2010. 227 p.
 11. Nelskamp S., Donders T., van Wess J.-D., Abbink O. Influence of Surface Temperatures on Source Rock Maturity: An Example from the Russian Arctic. *ROGTEC*, 2014, no. 18, pp. 26–35.
 12. Kontorovich V. A., Belyaev S. Yu., Kontorovich A. E., Kravchikov V. O., Kontorovich A. A., Suprunenko O. I. Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Russian Geology and Geophysics*, 2001, vol. 42, pp. 1832–1845.
 13. Belyaev S.Yu., Guskov S.A., Volkova V.S., Istomin A.V. Istoriya tektonicheskogo razvitiya arkticheskikh rayonov Zapadno-Sibirskoy geosineklizy v kaynozoyzskoe vremya [History of tectonic development of the Arctic districts of the West Siberian geosyncline in Cenozoic]. *Interespo Geo-Siberia*. 2013, no. 1. Available at: <http://cyberleninka.ru/article/n/istoriya-tektonicheskogo-razvitiya-arkticheskikh-rayonov-zapadno-sibirskoy-geosineklizy-v-kaynozoyzskoe-vremya> (accessed 5 March 2017).
 14. Volkova V.S. Geologic stages of the paleogene and neogene evolution of the Arctic shelf in the Obr' region (West Siberia). *Russian Geology and Geophysics*. 2014, vol. 55, no. 4, pp. 619–633.
 15. Guskov S.A., Volkova V.S. Istoriya geologicheskogo razvitiya arkticheskikh rayonov Zapadno-Sibirskoy geosineklizy v kaynozoyzskoe vremya [Geological history of the Arctic regions of the West Siberian geosyncline in Cenozoic]. *Interespo Geo-Siberia*, 2014, no. 2. Available at: <http://cyberleninka.ru/article/n/istoriya-geologicheskogo-razvitiya-arkticheskikh-rayonov-zapadno-sibirskoy-geosineklizy-v-kaynozoyzskoe-vremya> (accessed 5 March 2017).
 16. Sherif R., Geldart L. *Seysmorazvedka: T. 2. Obrabotka i interpretatsiya dannykh* [Seismic exploration: vol. 2. Data processing and interpretation]. Moscow, Mir Publ., 1987. 240 p.
 17. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoyzskoy-kaynozoyzskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil-and-gas bearing of the Mesozoic-Cenozoic deposits in southeastern of the Western Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2002. 253 p.
 18. Veselov O.V., Kozlov D.N. Geothermal and bathymetric surveys of Brouton Bay (Uratman Volcano, Simushir I., Kuril Islands). *Journal of Volcanology and Seismology*, 2014, vol. 8, no. 4, pp. 250–259.
 19. Galushkin Yu.I. *Modelirovaniye osadochnykh basseynov i otsenka ikh neftegazonosnosti* [Modeling decantation basins and assessment of their petroleum potential]. Moscow, Nauchny mir Publ., 2007. 456 p.
 20. Golovanova I.V., Salrmanova R.Yu., Tagirova Ch.D. Method for deep-temperature estimation with regard to the paleoclimate influence on the heat flow. *Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, no. 9, pp. 1426–1435.
 21. Gornov P.Yu., Goroshko M.V., Malyshev Yu.F., Podgorniy V.Ya. Thermal structure of lithosphere in Central Asian and Pacific belts and their adjacent cratons. *Russian Geology and Geophysics*, 2009, vol. 50, no. 5, pp. 630–647. In Rus.
 22. Demezhko D.Yu., Gornostaeva A.A. Reconstructions of long-term ground surface heat flux changes from deep-borehole temperature data. *Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, no. 12, pp. 1841–1846.
 23. Duchkov D.A., Sokolova L.S., Ayunov D.E., Yan L.A. Thermal conductivity of the Bazhenov formation rocks in the Salym area (West Siberian Plate). *Russian Geology and Geophysics*, 2016, vol. 57, no. 7, pp. 1367–1380. In Rus.
 24. Ermakov V.I., Skorobogatov V.A. *Teplovoe pole i neftegazonosnost molodykh plit SSSR* [Thermal field and oil and gas content of the young plates of the USSR]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 222 p.
 25. Zuy V.I. *Teplovoe pole platformennogo chekhla Belarusi* [Thermal field of the platform cover of Belarus]. Minsk, Ekonompress Publ., 2013. 260 p.
 26. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurolrka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, pp. 1418–1428.
 27. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Gusrkov S.A., Ershov S.V., Kazanenko V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevsky V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the mesozoic-cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling). *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 1179–1226.
 28. Kutas R.I. Heat flow, radiogenic heat and crustal thickness in southwest U.S.S.R. *Tectonophysics*, 1984, vol. 103, no. 1–4, pp. 167–174.
 29. Kutas R.I., Kobleev V.P., Tsyvashchenko V.Y., Bevzyuk M.I., Kravchuk O.P. Results of heat flow measurement in the NW sector of the Black Sea basin. *Geophysical Journal*, 1999, vol. 19, no. 2, pp. 289–308.
 30. Kutas R.I., Poort J. Regional and local geothermal conditions in the northern Black Sea. *International Journal of Earth Sciences*, 2008, vol. 97, no. 2, pp. 353–363.
 31. Lobova G., Osipova E., Isaev V., Terre D. Petroleum potential of Lower Jurassic deposits in Nurolsk megadepression. *Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2015, vol. 24. Available at: http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012001/pdf/1755-1315_24_1_012001.pdf (accessed 5 March 2017).
 32. Lopatin N.V. The concept of oil and gas generative and accumulative systems as the integrating beginning in justification of exploration. *Geoinformatika*, 2006, no. 3, pp. 101–120. In Rus.
 33. Starostenko V.I., Dolmaz M.N., Kutas R.I., Rusakov O.M., Oksum E., Hisarli Z.M., Okyar M., Kalyoncuoglu U.Y., Tutunsatar H.E., Legostaeva O.V. Thermal structure of the crust in the

- Black Sea: comparative analysis of magnetic and heat flow data. *Marine Geophysical Research*, 2014, vol. 35, no. 4, pp. 345–359.
34. Iskorkina A.A., Isaev V. I., Fomin A. N. Influences of Neo-Pleistocene permafrost on thermal history of petromaternal Lower Jurassic Togur suite (Tomsk region). *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43. Available at: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012009/pdf> (accessed 5 March 2017).
 35. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoysko-kaynozoysskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil-and-gas bearing of the Mesozoic-Cenozoic deposits in southeastern of the Western Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2002, 253 p.
 36. Kurchikov A.R. The geothermal regime of hydrocarbon pools in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 2001, vol. 42, no. 11–12, pp. 678–689.
 37. Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Thermobaric and paleotectonic characteristics of the clinofold formations of the Achimov strata of the north of Western Siberia in connection with the oil and gas content. *Gornye vedomosti*, 2010, № 3, pp. 16–35. In Rus.
 38. Khutorskoy M.D., Podgorny L.V., Suprunenko O.I., Kim B.I., Chernykh A.A. Thermographic model and forecast of oil and gas content of the sedimentary cover of the Laptev shelf. *Doklady Akademii Nauk*, 2011, vol. 440, no. 5, pp. 663–668. In Rus.
 39. Khutorskoy M.D., Akhmedzyanov V.R., Ermakov A.V., Leonov Yu.G., Podgornykh L.V., Polyak B.G., Sukhikh E.A., Cybulya L.A. *Geotermiya arkticheskikh morey* [Geothermic of the Arctic Seas]. Ed. by Yu.G. Leonov. Moscow, GEOS Publ., 2013. 232 p.
 40. Nikitin D.S., Ivanov D.A., Zhuravlev V.A., Khutorskoy M.D. Obemnaya geologo-geotermicheskaya model osadochnogo chekhla severo-vostochnoy chasti Barentsevomorskogo shelfa v svyazi s osvoyeniem resursov uglevodorodov [Three-dimensional geological and geothermal model of sedimentary cover in the north-eastern part of the Barents Sea shelf in connection with the development of hydrocarbon resources]. *Georesursy – Georesources*, 2015, no. 1 (60), pp. 13–19.
 41. *Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Kn. 9: Kaynozoy Zapadnoy Sibiri* [Stratigraphy of oil and gas bearing basins of Siberia. B. 9: The Cenozoic of Western Siberia]. Ed. by V.S. Volkova. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2002. 246 p.
 42. Volkova V.S. Paleogene and neogene stratigraphy and paleotemperature trend of West Siberia (from palynological data). *Russian Geology and Geophysics*, 2011, vol. 52, no. 7, pp. 709–716.
 43. *Bazy dannykh Gosudarstvennykh geologicheskikh kart VSEGEI. Karta dochetvertichnykh obrazovaniy R (40)-41, R-43, 44(45)* [Databases of the State geological map of VSEGEI. Map structures pre-Quaternary R (40)-41, R-43, 44 (45)]. Available at: <http://www.vsegei.ru/ru/info/georesource/> (accessed 25 May 2016).
 44. Iskorkina A.A. Paleoclimate factors of reconstruction of thermal history of the petromaternal Bazhenov shale of the Arctic region of Western Siberia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2016, vol. 327, no. 8, pp. 59–73. In Rus.
 45. Gulenok R.Yu., Isaev V.I., Kosygin V.Yu., Lobova G.A., Starostenko V.I. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2011, vol. 5, no. 4, pp. 273–287.
 46. Tikhotskiy S.A., Fokin I.V., Shur D.Yu. Active beam seismic tomography with the use of adaptive parametrization by the system of wavelet functions. *Fizika Zemli – Physics of the Earth*, 2012, no. 4, pp. 67–86. In Rus.
 47. Isaev V.I. Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2013, vol. 7, no. 2, pp. 92–106.
 48. Burshteyn L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N. The model of katagenesis of organic matter (for example, the Bazhenov Formation). *Russian Geology and Geophysics*, 1997, vol. 38, no. 6, pp. 1070–1078. In Rus.
 49. Duchkov A.D., Galushkin Yu.I., Smirnov L.V., Sokolova L.S. Evolution of temperature field of the sedimentary cover of the West Siberian plate. *Russian Geology and Geophysics*, 1990, vol. 10, pp. 51–60. In Rus.

Received: 11 May 2017.

Information about the authors

Valeriy I. Isaev, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Vitaliy I. Starostenko, Dr. Sc., professor, Academician of NASU, Institute of Geophysics named after S.I. Subbotin NAS Ukraine.

Galina A. Lobova, Dr. Sc., associate professor, Tomsk Polytechnic University.

Aleksandr N. Fomin, Dr. Sc., head of the laboratory, Institute of Petroleum Geology and Geophysics named after A.A. Trofimuk SB RAS.

Aygul K. Issagaliyeva, Lecturer, Institute of Geology and oil and gas business Kazakh National Research Technical University named after K.I. Satpayev.