

NEWS

OF THE NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

SERIES OF GEOLOGY AND TECHNICAL SCIENCES

ISSN 2224-5278

Volume 2, Number 410 (2015), 84 – 94

GEOTHERMY AS A METHOD OF EXPLORATION GEOPHYSICS (ON EXAMPLE OF ASSESSMENT OF HYDROCARBON RESOURCES OF PRE-JURASSIC BASEMENT OF WESTERN SIBERIA)

G. A. Lobova¹, A. K. Isagalieva², E. M. Akhmetov², V. I. Isaev¹

¹ Tomsk National Research Polytechnic University, Tomsk, Russia,

² Kazakh National Technical University named after K. Satpaev, Almaty, Kazakhstan.

E-mail: lobovaga@tpu.ru; a_isagalieva@mail.ru; aem_47@mail.ru; isaevvi@tpu.ru

Keywords: geoterm, modeling, oil source sediments, paleozoic reservoir, oil resources density, zoning, Ust-Tym megadepression.

Abstract. Research purpose – to identify priority areas of pre-Jurassic oil and gas exploration and development of Ust-Tym megadepression. Research object – Lower Jurassic source sediments, paleozoic basement reservoir. Research methods – paleotemperature modeling, mapping by geotemperature criteria of the paleofoci of oil generation, density distribution estimation and analysis of generated and primary accumulated oil resources, reservoir zoning. As a result of research by depth drilling data maps of the thickness and reservoir quality, considering of sediments petrotypes and intensity of fault tectonics, were constructed. Density distribution of generated oil in togor oil source sediments was estimated. Maps of the relative density distribution of accumulated resources were constructed and paleozoic reservoir zoning was created. Technique of forecasting based on geothermal data as a method of exploration geophysics was demonstrated.

УДК 550.36:553.041:553.98

ГЕОТЕРМИЯ КАК МЕТОД РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ (НА ПРИМЕРЕ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ДОЮРСКОГО ОСНОВАНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

Г. А. Лобова¹, А. К. Исагалиева², Е. М. Ахметов², В. И. Исаев¹

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия,

² Казахский национальный технический университет им. К. И. Сатпаева, Алматы, Казахстан

Ключевые слова: геотермия, моделирование, нефтематеринские породы, палеозойский резервуар, плотность ресурсов нефтей, районирование, Усть-Тымская мегавпадина.

Аннотация. Цель исследований – определить первоочередные районы для поисков и освоения доюрского нефтегазоносного комплекса территории Усть-Тымской мегавпадины. Объект исследований – нижнеюрские нефтематеринские породы, резервуар палеозойского фундамента. Методы исследований – палеотемпературное моделирование, картирование по геотемпературному критерию палеоочагов генерации нефти, геокартирование резервуара, оценка и анализ распределения плотности ресурсов генерированных и первично-аккумуляированных нефтей, районирование резервуара. В результате исследований по данным

глубокого бурения построены карты толщин и качества коллекторов, с учетом петротипов пород и интенсивности разрывной тектоники. Оценено распределение плотности генерированных нефтей в тогурских материнских отложениях. Построены карты распределения относительной плотности аккумулированных ресурсов и выполнено районирование палеозойского резервуара. Продемонстрирована методика прогнозирования, основанная на данных геотермии как метода разведочной геофизики.

Методологические аспекты проблемы. Среди системных критериев, определяющих стратегию поисков нефтеперспективных объектов в доюрском основании, дана формулировка второго критерия – перспективными площадями поисков являются участки, на которых установлено развитие потенциально материнских нижнеюрских (*тогурских*) отложений [1].

К одному из способов определения степени реализации генерационного потенциала материнских отложений, обеспечивающему *картирование пространственно-временных параметров очагов генерации углеводородов (УВ)*, относятся палеотектонические и палеотемпературные реконструкции, основанные на решении обратной и прямых задач нестационарной геотермии (в условиях седиментации).

Способ (метод) палеотектонических и палеотемпературных реконструкций (палеотемпературного моделирования) в нефтяной геологии и геофизике принято называть «нефтегеологическим моделированием» [2], «бассейновым моделированием» [3 и др.]. Рассчитанные максимальные палеотемпературы в каждом стратиграфическом комплексе и температурная градация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ позволяют прогнозировать присутствие в разрезе нефтегазоматеринских толщ: газа первой генерации – 50-90 °С (градация МК₁¹); нефти – 90-130 °С (МК₁²); газа второй генерации и газоконденсата – 130-190 °С (МК₂-МК₃); более 190 °С – разрушительные для УВ температуры. При таком прогнозе мы опираемся на известную шкалу катагенеза и температурной зональности процессов нефтегазообразования [4].

Балансовая модель процессов нефтегазообразования [4] позволяет по геотемпературному критерию выполнить картирование очагов интенсивного образования нефтей из РОВ тогурских отложений: с 95 °С – вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования (ГЗН). Фундаментальность балансовой модели академика А.Э. Конторовича и пороговых геотемператур ГЗН подтверждаются результатами экспериментальных и теоретических исследований [5, 6], а также прямой корреляцией выделенных по замерам пластовых температур очагов генерации нефтей с размещением залежей, вскрытых бурением [7 и др.]

Геотермия – это не только область теоретической геофизики, но и формирующийся метод разведочной геофизики [8-10], дающие важнейшую количественную информацию и при решении фундаментальных геодинамических и палеоклиматических проблем [11, 12 и др.], и в региональных нефтегеологических и металлогенических исследованиях [13, 14 и др.], и в прогнозно-поисковых работах [15-18 и др.]. Особая ценность данных геотермии проявляется в проводимых прогнозно-поисковых нефтегеологических исследованиях. Ценность состоит в том, что на начальном этапе исследований по геотемпературному критерию определяются очаги генерации нефти. Так решается концептуальная задача о «главном источнике» углеводородов, решение которой определяет эффективность стратегии поисков [19].

Цель проведенных нами исследований – определить и предложить первоочередные районы (участки) для поисков и освоения доюрского резервуара – коллекторов палеозойского фундамента юго-востока Западной Сибири. Вместе с тем, проведенные исследования и результаты призваны продемонстрировать технологию использования данных геотермии, в решении прикладных задач нефтегазовой геофизики.

Метод палеотемпературного моделирования. В настоящей работе применен метод палеотемпературного моделирования для прогноза очагов генерации углеводородов в материнских породах, наиболее полно учитывающий изменение во времени параметров геотермополя, в математическую модель непосредственно включены палеоклимат – вековой ход температур на земной поверхности (граничное условие) и палеотемпературы определений отражательной способности витринита (ОСВ), как «наблюденные» [8].

В модели процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

$$\frac{\lambda}{a} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left(\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f, \quad (1)$$

где λ – теплопроводность; a – температуропроводность; f – плотность тепловыделения внутренних источников тепла; U – температура; Z – расстояние от основания осадочного разреза; t – время. С краевыми условиями

$$U|_{Z=\varepsilon} = U(t), \quad (2)$$

$$-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \Big|_{Z=0} = q(t), \quad (3)$$

где $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи; $q(t)$ – тепловой поток из основания осадочного разреза. Как видно из формулировки задачи, палеотектонические реконструкции непосредственно сопряжены с расчетом палеотемператур.

Алгоритм палеотектонических реконструкций основывается на «методе выравнивания профилей» по В. Б. Нейману. Исходной основой является геоплотностный разрез. Для его перестроения на момент времени t накопления любой стратиграфической единицы используются эмпирические зависимости плотности одновозрастных отложений от глубины

$$\sigma(Z) = B_1 - B_2 \cdot \exp(-B_3 \cdot Z).$$

Коэффициент B_1 – это минеральная плотность отложений, коэффициент B_2 соответствует величине пористости неуплотненных осадков, а B_3 – интенсивности воздействия фактора геологического времени. Палеомощность свиты на гипсометрической отметке Z определяются

$$h_i = ((2B_1 - 1) - \sigma(Z)) / ((2B_1 - 1) - \sigma) \cdot h,$$

где σ – плотность пород свиты в современном разрезе, h – мощность свиты в современном разрезе.

Осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов h_i , для каждого из которых заданы теплопроводность λ_i , температуропроводность a_i , плотность тепловыделения радиоактивных источников f_i в породах осадочного разреза и время осадконакопления t_i (рисунок 1). Скорость осадконакопления v_i может быть нулевой и отрицательной, что позволяет учитывать перерывы осадконакопления и денудацию.

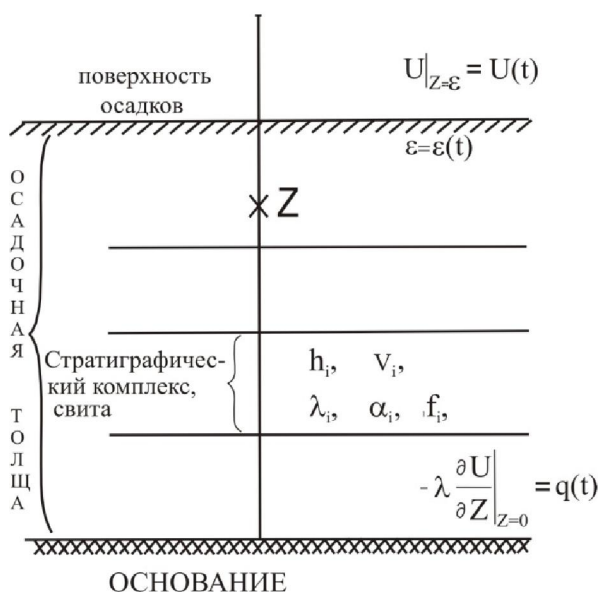


Рисунок 1 – Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании:
 $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи; t – время осадконакопления; U – температура; q – тепловой поток;
 Z_i – точки расчета температур; h_i – мощность; v_i – скорость осадконакопления; λ_i – теплопроводность;
 a_i – температуропроводность; f_i – плотность тепловыделения радиоактивных источников

Краевое условие (2) определяется температурой поверхности осадконакопления, т.е. определяется палеоклиматом, и задается в виде кусочно-линейной функции векового хода температур на поверхности Земли.

В случае стационарности глубинного теплового потока q , решение обратной задачи определяется из условия

$$\sum_{i=1}^{k_t} (U(Z_i, t, q) - T_i)^2 \rightarrow \min, \quad (4)$$

где T_i – «наблюдаемые» значения температур в k_t точках на различных глубинах Z_i в моменты времени t . Здесь задача решается в предположении постоянства значения плотности теплового потока из основания, начиная с юрского времени. Так, согласно [13], величина коэффициента изменений теплового потока в этот период варьирует в пределах 1,03–1,15. Решение обратной задачи (4) строится с учетом того, что функция $U(Z, t, q)$, являющаяся решением прямой задачи (1) с крайними условиями (2) и (3), в этом случае линейно зависит от q . Поэтому неизвестный параметр q определяется однозначно.

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению «наблюдаемых» температур T_i в скважине рассчитывается тепловой поток q через поверхность подстилающего основания, т.е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением q решается прямая задача геотермии – непосредственно рассчитываются температуры U в заданных точках осадочной толщи Z в заданные моменты геологического времени t . После расчета значения плотности теплового потока из основания осадочного разреза q , являющегося фундаментальным (базовым) параметром, создается и реализуется возможность расчета геотемператур (путем решения прямых задач) в любой точке геологического разреза скважины на любой момент геологического времени.

Как следует из вышеизложенного, применение метода палеотемпературного моделирования для картирования очагов интенсивной генерации нефти обеспечивает системный подход к изучению территории исследований. Выполняется анализ и количественная интерпретация всего доступного комплекса геолого-геофизических данных о геологическом строении, о тектоно-седиментационной истории и термическом режиме всех осадочных комплексов, включая материнские отложения.

Краткая характеристика объекта исследований. Усть-Тымская мегавпадина расположена в юго-восточной части Западной Сибири, в переходной зоне «Левобережье-Правобережье реки Обь», в Томской области (рисунок 2А). Интерес к этой территории обуславливается определенной общностью нефтегазовой геологии с нефтепромысловыми районами Нюрольской мегавпадины (Левобережье). Кроме того, эта зона, как *переходная*, интересна тем, что расширение ресурсной базы УВ Томской области возможно за счет новых земель на Правобережье Оби. На Правобережье перспективы связываются с нижнеюрскими и доюрскими резервуарами.

В Усть-Тымском нефтегазоносном районе выделяются следующие нефтегазоносные комплексы (НГК): палеозойский с нефтегазоносным горизонтом зоны контакта, нижнеюрский (геттанграннетоарский, позднетоар-ааленский), среднеюрский (байос-батский), верхнеюрский (келловей-волжский) и меловой (неокомский). В *палеозойском НГК* улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами обладают породы, развитые по измененным карбонатным и терригенно-карбонатным образованиям палеозоя. Перспективы связываются и с триасовой корой выветривания по метаморфическим и магматическим породам палеозоя.

Нижнюю часть *нижнеюрского НГК* слагают породы урманской свиты с пластами Ю₁₇₋₁₆. Верхнюю часть НГК представляют песчано-глинистые отложения салатской свиты, в юго-восточной части территории – пешковской свиты с пластами Ю₁₅₋₁₄. *Среднеюрский НГК* формируется в объеме тюменской свиты, в которой выделяется серия резервуаров (Ю₁₃₋₂). *Верхнеюрский НГК* объединяет отложения, формировавшиеся в разных фациальных условиях. В западной части территории исследований формируется васюганская свита. Разрез верхневасюганской подсвиты содержит песчаные пласты, совокупность которых формирует регионально-нефтегазоносный горизонт Ю₁. *Меловой НГК* охватывает разрез неокома и характеризуется преимущественным развитием неантиклинальных ловушек литологического и комбинированного типов. Залежи приурочены к клиноформному и шельфовому комплексам.

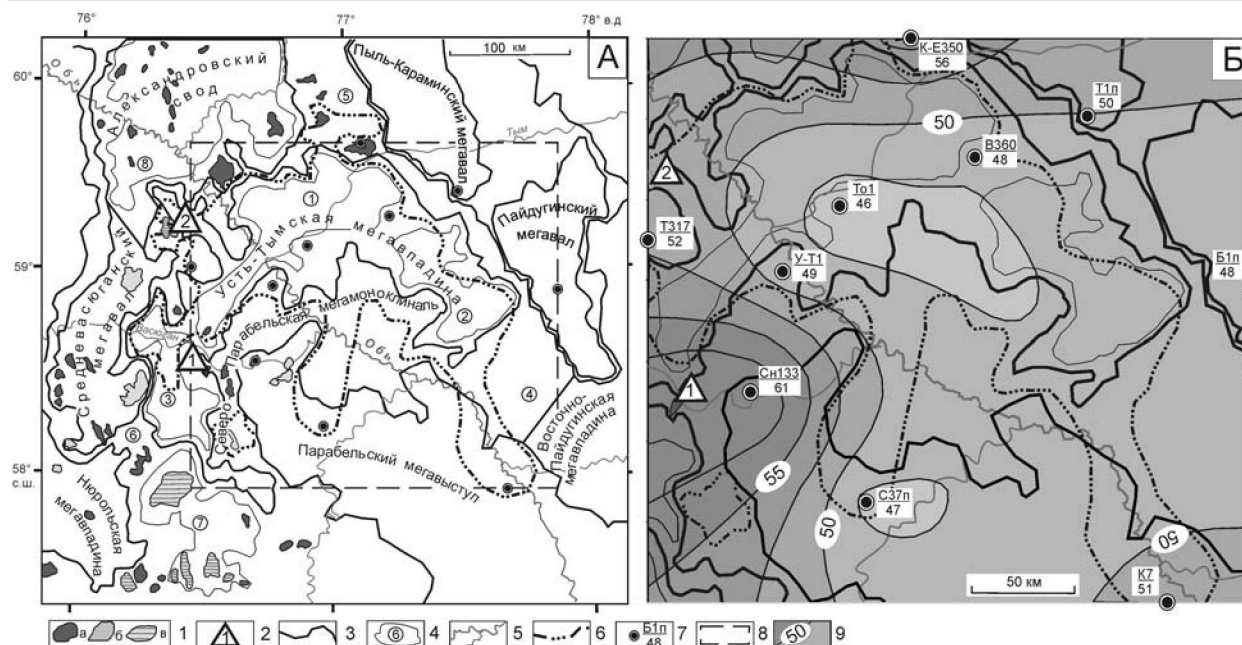


Рисунок 2 – Обзорная схема территории исследования (А) на структурно-тектонической основе [20] и схема распределения значений плотности теплового потока из доюрского основания (Б): 1 – месторождения: а – нефтяное, б – газовое, в – газоконденсатное; 2 – условный номер месторождения с залежами в доюрском НГК; границы тектонических элементов: 3 – I порядка, 4 – II порядка и условный номер структуры; 5 – речная сеть; 6 – граница зоны распространения тогурской свиты; 7 – скважина палеотемпературного моделирования: в числителе условный индекс, в знаменателе – расчетное значение плотности теплового потока, мВт/м²; 8 – контур территории построения прогнозных карт; 9 – изолинии значений расчетной плотности теплового потока, мВт/м².

Месторождения доюрского НГК: 1 – Ясное, 2 – Чкаловское.

Структуры II порядка: 1 – Неготский мезопрогиб, 2 – Пыжинский мезопрогиб, 3 – Сампатекий мезопрогиб, 4 – Зайкинская мезоседловина, 5 – Караминская мезоседловина, 6 – Шингинская мезоседловина, 7 – Пудинское мезоподнятия, 8 – Трайгородский мезовал.

Палеотемпературное моделирование, картирование очагов генерации нефти. Для решения обратной задачи геотермии – определения теплового потока из основания, использованы как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, так и палеотемпературы, рассчитанные по ОСВ. На рисунок 2Б приведена схематическая карта распределения значений *плотности теплового потока* из основания. Карта построена путем интерполяции значений теплового потока, полученного решением обратной задачи геотермии в моделях распространения тепла 10 скважин (рисунок 2).

На втором этапе исследований в моделях распространения тепла 10 скважин восстановлена термическая история тогурских отложений на 10-ть ключевых моментов геологического времени (на начало/завершение формирования свит). На заданные ключевые времена, путем интерполяции геотемператур отложений в разрезах скважин, построены схематические карты распределения геотемператур (рисунок 3). По геотемпературному критерию [4] выделены *очаги интенсивной генерации тогурских нефтей*.

91,6 млн лет назад очаги интенсивной генерации нефти в тогурской свите еще не «работали». Максимальная температура в пределах зоны распространения пород тогурской свиты не превышает 92 °С.

86,5 млн лет назад очаги при температурах от 95 до 101 °С практически повсеместно распространены, за исключением Северо-Парабельской моноклинали и Парабельского мегавыступа. 73,2 млн лет назад очаги при температурах от 95 до 104 °С действуют в пределах всей зоны распространения пород тогурской свиты. 61,7 млн лет назад – температуры очагов от 95 до 109 °С. 41,7 млн лет назад очаги генерации действуют при температурах от 95 до 117 °С.

37,6 млн лет назад (время максимального прогрева осадочной толщи) – температуры очагов от 95 до 118 °С. 32,3 млн лет назад очаги действуют при температурах от 95 до 111 °С. 4,71 млн лет

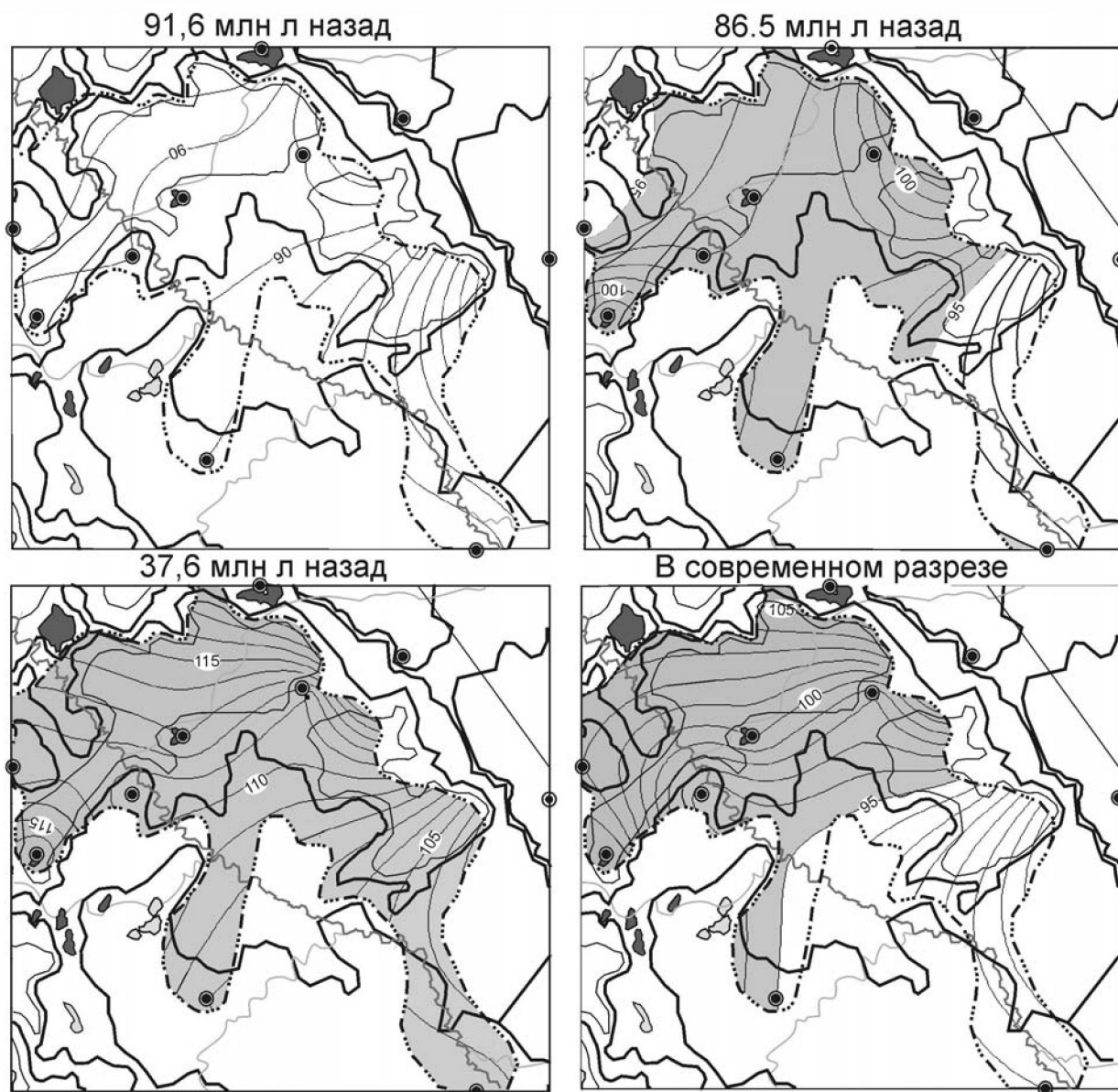


Рисунок 3 – Схематические карты распределения геотемператур (значения изолиний в °С) и положения очагов генерации тогурских нефтей. Пороговые температуры, определяющие границу очага интенсивной генерации нефти породами тогурской свиты – 95 °С. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 2.

назад очаги работают при температурах от 95 до 109 °С, из зоны очагов вышел участок Северо-Парабельской моноклинали. 1,64 млн лет назад в очагах температуры от 95 до 107 °С, из зоны очагов последовательно выходит и участок Парабельского мегавыступа.

Очаги интенсивной генерации тогурских нефтей продолжают действовать и в *современном разрезе* при температурах от 95 до 101 °С, но лишь в центральной и северо-западной части мегавпадины.

Оценка плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей. Для оценки величины плотности ресурсов генерированных нефтей в каждой из 10-ти скважин для материнских тогурских отложений рассчитан интегральный показатель (R) по формуле [21]:

$$R = \sum_{i=1}^n (U_i t_i \cdot 10^{-2}), \quad (5)$$

где U_i – расчетная геотемпература очага генерации нефти (ГЗН), °С; t_i – интервальное время действия очага – нахождения материнских отложений в ГЗН, млн. лет; количество временных

интервалов n определено числом интервалов геологического времени нахождения материнских отложений в ГЗН.

Как следует из формулы (5) изменение плотности генерированных ресурсов (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН. В данном случае плотность генерированных ресурсов имеет размерность [$^{\circ}\text{C} \cdot \text{млн л}$]. Эту единицу оценки мы называем условной.

Применяемый подход оценки ресурсов УВ позволяет кумулятивно учитывать динамику геотемператур материнских отложений. Вместе с тем известно, что генерация УВ происходит тогда, когда текущее значение свободной энергии превышает значение энергии активации – прочность связи керогена. А последнее обеспечивается, в первую очередь, за счет прироста температуры [22-24]. Такой подход к оценке плотности генерированных ресурсов позволяет достаточно просто определить пространственно-временную локализацию очагов генерации и эмиграции УВ. Оценка плотности ресурсов выполняется в условных единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования.

Путем интерполяции значений построена схематическая карта распределения относительной плотности генерированных тогурских нефтей (рисунок 4).

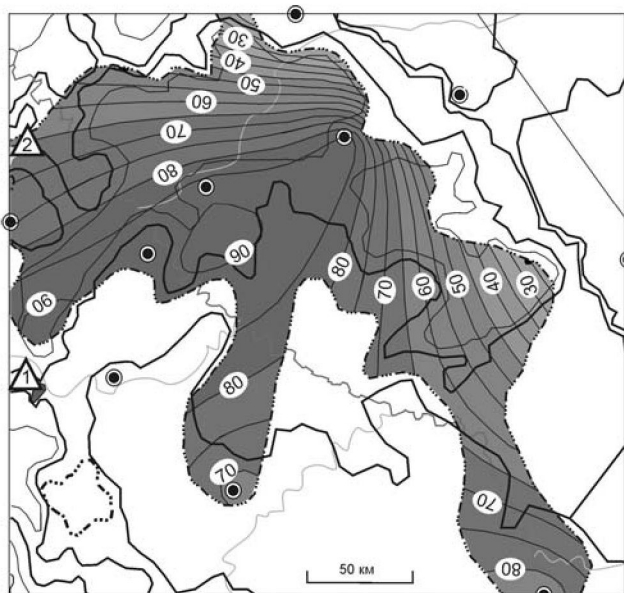


Рисунок 4 – Схематическая карта распределения значений плотности генерированных тогурских нефтей Усть-Тымской мегавпадины (значения изолиний в усл. ед.). Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 2.

Палеозойский резервуар. Скопления УВ в коренных породах фундамента образуют как массивные, так и тектонически, литологически экранированные локальные залежи. Залежи приурочены к вторичным коллекторам по осадочным, метаморфическим и магматическим породам. Флюидоупорами могут служить глинистые образования коры выветривания или экраны из непроницаемых карбонатных или магматических пород внутри палеозойского фундамента.

Основной нефтегенерирующей толщей для образований залежей УВ в верхних толщах коренных пород фундамента, как и для резервуара коры выветривания, являются отложения тогурской свиты [25]. Экспериментальные исследования показали, что вклад юрского источника для залежей доюрского НГК при определенных структурно-формационных условиях достигает 98 % [1].

Наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) обладают коллекторы, образованные в результате метасоматической проработки магматических пород кислого состава и глинисто-кремнистые разности. В зонах распространения магматических пород основного и ультраосновного состава, а также глинистых сланцев существуют неблагоприятные условия для формирования вторичных коллекторов.

Формирование вторичных коллекторов происходит в тектонически ослабленных зонах активной флюидомиграции. Такие зоны напрямую связаны с проявлением дизъюнктивной тектоники, вызывающей повышенную трещиноватость горных пород, что само по себе влечет за собой улучшение ФЕС коллектора.

Таким образом, наличие кислых магматических пород или глинисто-кремнистых образований является критерием (руководящим признаком) для выделения в коренном фундаменте областей с потенциально улучшенными ФЕС. А интенсивность разрывной тектоники является руководящим признаком для разделения этих областей на зоны с лучшими, хорошими и удовлетворительными ФЕС.

Используя схему распространения петротипов пород фундамента и тектонических нарушений [26 и др.], выделены *области* пород фундамента с потенциально улучшенными ФЕС, потенциально средними ФЕС и с потенциально неблагоприятными ФЕС (рис. 5А). Затем, с учетом интенсивности разрывной тектоники в фундаменте, определены *зоны* коллекторов с лучшими, хорошими и удовлетворительными ФЕС.

Распределение плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей и районирование палеозойского резервуара. Сопоставлением зон коллекторов лучших, хороших и удовлетворительных ФЕС с распределением значений плотности генерированных тогурских нефтей, выделены и проранжированы четыре перспективных участка (рисунок 5Б).

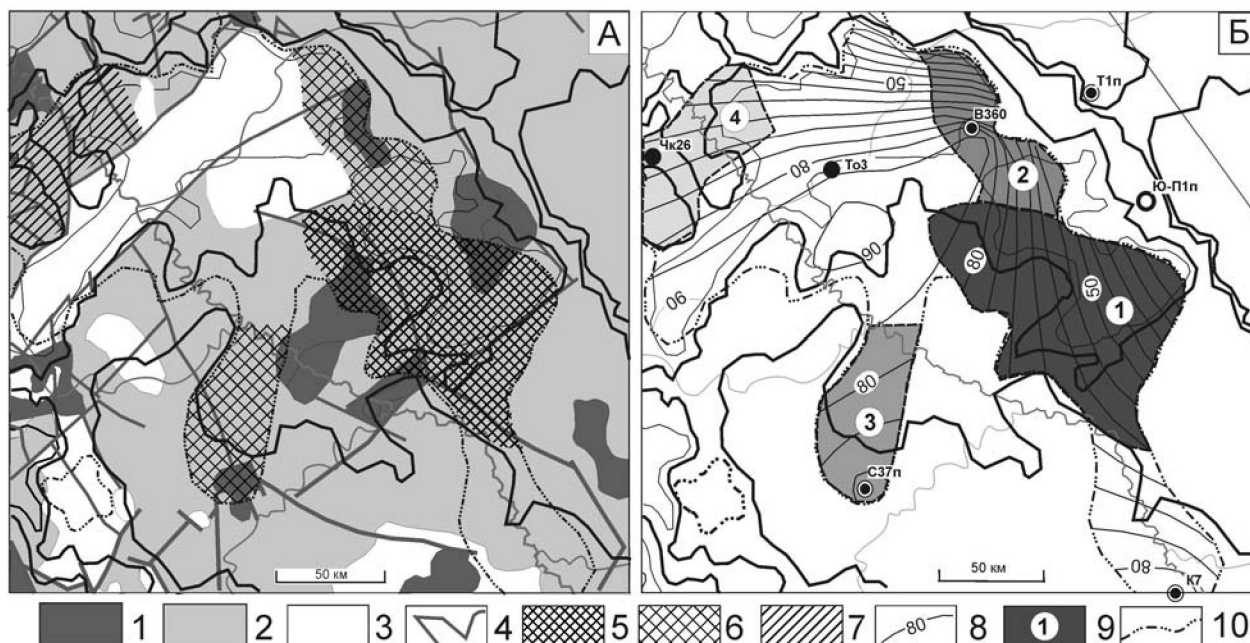


Рисунок 5 – Схема распределения петротипов пород, тектонических нарушений и качества коллекторов в палеозойском фундаменте (А) и схема выделения первоочередных участков для поисков залежей углеводородов в палеозойском резервуаре (Б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку А: 1 – область петротипов пород с потенциально улучшенными ФЕС; 2 – область петротипов пород с потенциально средними ФЕС; 3 – область петротипов пород с потенциально неблагоприятными ФЕС; 4 – тектонические нарушения; 5 – зона коллекторов с лучшими ФЕС; 6 – зона коллекторов с хорошими ФЕС; 7 – зона коллекторов с удовлетворительными ФЕС. К рисунку Б: 8 – изолинии значений плотности генерированных тогурских нефтей, усл. ед.; 9 – перспективный участок, номер ранжирования (интенсивность закрашки площади участка пропорциональна степени перспективности участка); 10 – граница распространения нефтематеринской тогурской свиты. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 2.

1-й участок, представленный зоной коллекторов с лучшими ФЕС, объединяет земли северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклиналии и примыкающей южной части Пыжинского мезопргиба. Разломы трассируют границы и пересекают в крест простирания тектонические структуры в пределах всего участка. К разломам приурочены выходы гранитов. Значения плотности ресурсов тогурских нефтей изменяются от 85 усл.ед на западе до 25 усл.е. на востоке.

2-ой участок, представленный зоной коллекторов с хорошими ФЕС, протягивается вдоль северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины. Здесь в фундаменте присутствуют грани-

тоиды, в северной части участка закартирован разлом. Плотность ресурсов тогурских нефтей высокая – возрастает от 50 до 80 усл. ед.

3-й участок также представлен зоной коллекторов с хорошими ФЕС. Участок занимает земли у южного вреза Северо-Парабельской мегамоноклинали и сопредельную часть Парабельского мегавыступа. На юге участка картируется небольшой Сенькинский гранитный массив, который разбит серией разломов. Плотность ресурсов тогурских нефтей высокая – от 70 до 85 усл. ед.

4-й участок, представленный зоной коллекторов с удовлетворительными ФЕС, приурочен к сочленению северо-западного борта Усть-Тымской мегавпадины и структур прилегающего Александровского свода. Территория разбита серией разломов разной направленности. Плотность ресурсов тогурских нефтей варьирует от 50 до 80 усл. ед.

Проведено сопоставление результатов районирования палеозойского резервуара и данных, полученных при бурении и испытании скважин, вскрывших фундамент (рисунок 5Б). На *участке 1*, выделенном как первоочередной, прямого подтверждения о нефтегазности нет из-за отсутствия фактического материала. На *участке 2* на Вертолетной площади в скв. 360 (В-360) палеозойские породы вскрыты, но не испытывались на продуктивность. На *участке 3* имеются данные по скв. 37 (С-37п), пробуренной на Сенькинской площади, при испытании которой притока практически не получено. Прямое подтверждение прогноза получено на *участке 4*, где палеозойские отложения в скв. Чкаловская 26 (Чк-26) оказались продуктивными.

Отмечаем, что отложения палеозоя, вскрытые скважинами за пределами распространения тогурской нефтематеринской свиты, водоносны (скв. Т1п) или без притока (скв. Ю-П1п).

Таким образом, выделяем *первоочередной район для изучения и освоения палеозойского резервуара Усть-Тымской мегавпадины* – участок, объединяющий земли северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали и примыкающей южной части Пыжинского мезопрогиба.

Выводы:

1. Реализованная технология анализа комплекса геолого-геофизических данных, ведущая роль в которых принадлежит результатам моделирования термической истории нефтематеринских отложений, определила перспективные участки для изучения и освоения палеозойского резервуара Усть-Тымской мегавпадины.

2. В качестве первоочередного участка поисков залежей нефти в палеозойском резервуаре выделен и предложен перспективный участок, объединяющий земли северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали и примыкающей южной части Пыжинского мезопрогиба. Этот участок сочетает высокую плотность ресурсов тогурских нефтей и лучшие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

3. Проведенные исследования и их результаты продемонстрировали технологию и ценность привлечения данных геотермии, как метода разведочной геофизики, для прогнозирования нефтегазности доюрских резервуаров.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Исаев В.И., Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кузина М.Я., Кудряшова Л.К., Сунгурова О.Г. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 112 с.

[2] Исаев В.И. Палеотемпературное моделирование осадочного разреза и нефтегазообразование // Тихоокеанская геология – 2004. – Т. 23, № 5. – С. 101-115.

[3] Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Мальшев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 1179-1226.

[4] Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38, № 6. – С. 1070-1078.

[5] Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование процессов генерации и эмиграции углеводородов // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316, № 1. – С. 104-110.

[6] Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Температура и глубина образования нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 11. – С. 53-61.

[7] Лобова Г.А., Исаев В.И., Панова А.С., Исаева О.С. Результаты выделения нефтеперспективных зон меловых отложений Нюрольской мегавпадины по геотемпературному критерию // Каротажник. – 2013. – № 4. – С. 3-15.

- [8] Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.
- [9] Хуторской М.Д., Ахмедзянов В.Р., Ермаков А.В., Леонов Ю.Г., Подгорных Л.В., Поляк Б.Г., Сухих Е.А., Цыбуля Л.А. Геотермия арктических морей / Отв. ред. Ю. Г. Леонов. – М.: ГЕОС, 2013. – 232 с.
- [10] Ахметов Е.М. Геофизика әдістеріне кіріспе: оқу құралы. – Алматы: ҚазҰТУ, 2014. – 117 б.
- [11] Кутас Р.И. Геотермический разрез земной коры и верхней мантии Черного моря и его северного обрамления // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33, № 6 – С. 50-67.
- [12] Vogt C., Mottaghy D., Rath V., Marquart G., Dijkshoorn L., Wolf A., Clauser C. Vertical variation in heat flow on the Kola Peninsula: palaeoclimate or fluid flow? // *Geophysical Journal International*. – 2014. – Vol. 199. – P. 829-843.
- [13] Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.
- [14] Дучков А.Д., Галушкин Ю.И., Смирнов Л.В., Соколова Л.С. Эволюция температурного поля осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 1990. – № 10. – С. 51-60.
- [15] Лопатин Н.В. Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ // *Геоинформатика*. – 2006. – № 3. – С. 101-120.
- [16] Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М.: Научный Мир, 2007. – 456 с.
- [17] 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, N 4. – P. 273-287.
- [18] Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurof'ka megadepression // *Russian Geology and Geophysics*. – 2014. – Vol. 55. – P. 1418-1428.
- [19] Сунгурова О.Г., Мазуров А.К., Исаев В.И. Ресурсоэффективная стратегия поисков залежей нефти в доюрском основании Западной Сибири // *Известия Томского политехнического университета*. – 2014. – Т. 325, № 1. – С. 147-154.
- [20] Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
- [21] Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых нефтегазоносных комплексов Усть-Тымской мегаплатины // *Нефтяное хозяйство*. – 2013. – № 2. – С. 36-40.
- [22] Tissot B.P. 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, N 2. – P. 183-202.
- [23] Akande S.O., Ojo O.J., Erdtmann B.D., Hetenyi M. Depositional environments, organic richness, and petroleum generating potential of the Campanian to Maastrichtian Enugu formation, Anambra basin, Nigeria // *The Pacific Journal of Science and Technology*. – 2009. – Vol. 10. – P. 614–628.
- [24] Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование нефтидогенеза Южного Ямала // *Геофизический журнал*. – 2011. – Т. 33, № 2. – С. 80-104.
- [25] Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 2011. – 331 с.
- [26] Сурков В.С., Смирнов Л.В. Структурно-формационные зоны фундамента Западно-Сибирской плиты и их нефтегазоносность. – Новосибирск: ГФУП СНИИГТимС, 2000. – 184 с.

REFERENCES

- [1] Isaev V.I., Lobova G.A., Korzhov Yu., V. Kuzina M.Ya., Kudryashov L.K., Sungurova O.G. Strategy and technology foundations searches hydrocarbons in pre-Jurassic basement of Western Siberia. Tomsk: Publishing house TPU, 2014. 112 p. (in Russ.).
- [2] Isaev V.I. Paleotemperature modeling of sedimentary section and oil and gas. *Pacific Geology*. 2004. Vol. 23, N 5. p. 101-115. (in Russ.).
- [3] Kontorovich A.E., Burstein L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Guskov S.A., Yershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskii V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. Historical and geological modeling of naphthidogenesis in Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling). *Geology and Geophysics*. 2013. Vol. 54, N 8. p. 1179-1226. (in Russ.).
- [4] Burstein L., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevsky V.N. Model of katagenesis organic matter (for example, Bazhenov Formation). *Geology and Geophysics*. 1997. Vol. 38, N 6. p. 1070-1078. (in Russ.).
- [5] Popov S.A., Isaev V.I. Modeling the processes of generation and emigration hydrocarbons // *Bulletin of Tomsk Polytechnic University*. 2010. T. 316, N 1. p. 104-110. (in Russ.).
- [6] Batalin O.Zh., Vafina N.G. Temperature and depth of formation of oil. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2012. N 11. p. 53-61. (in Russ.).
- [7] Lobova G.A., Isaev V.I., Panov A.S., Isayev O.S. The results highlight areas of oil-Cretaceous sediments Nurof megatrough on geotemperature criterion. *Karotazhnik*. 2013. N 4. p. 3-15. (in Russ.).
- [8] Isaev V.I. Data interpretation of gravity and geothermic in forecasting and search for oil and gas: a tutorial. Tomsk: Publishing house TPU, 2010. 172 p.
- [9] Khutorskoy M.D., Akhmedzyanov V.R., Ermakov A.V., Leonov Yu.G., Podgornykh L.V., Polyak B.G., Sukhikh E.A., Tsybulya L.A. Geothermal Arctic seas. Ed. Yu.G. Leonov. M.: GEOS, 2013. 232 p. (in Russ.).
- [10] Akhmetov E.M. Introduction to geophysical methods: Educational Tool. Almaty: KazNTU, 2014. 117 p. (in Kaz.).

- [11] Kutas R.I. Geothermal sections of the crust and upper mantle of the Black Sea and the northern framing. *Geophysical Journal*. 2011. Vol. 33, N 6. p. 50-67. (in Russ.).
- [12] Vogt C., Mottaghy D., Rath V., Marquart G., Dijkshoorn L., Wolf A., Clauser C. Vertical variation in heat flow on the Kola Peninsula: palaeoclimate or fluid flow? *Geophysical Journal International*. 2014. Vol. 199. P. 829-843.
- [13] Ermakov V.I., Skorobogatov V.A. Thermal field and oil and gas content of young platform of USSR. M.: Nedra, 1986. 222 p. (in Russ.).
- [14] Duchkov A.D., Galushkin Yu.I., Smirnov L.V., Sokolova L.S. The evolution of the temperature field of the sedimentary cover of the West Siberian Plate. *Geology and Geophysics*. 1990. N 10. p. 51-60. (in Russ.).
- [15] Lopatin N.V. The concept of oil and gas generation-accumulative systems as integrating principle in justifying exploration. *Geoinformatics*. 2006. N 3. p. 101-120. (in Russ.).
- [16] Galushkin Yu.V. Modeling of sedimentary basins and assessment of their oil and gas. M.: World Scientific, 2007. 456 p. (in Russ.).
- [17] 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, N 4. P. 273-287.
- [18] Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyuro'l'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*. 2014. Vol. 55. P. 1418-1428.
- [19] Sungurova O.G., Mazur A.K., Isaev V.I. Resource-efficient strategy to search for deposits of oil in the pre-Jurassic basement of Western Siberia. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University*. 2014. Vol. 325, N 1. p. 147-154. (in Russ.).
- [20] Kontorovich V.A. Tectonics and petroleum potential of the Mesozoic-Cenozoic deposits in southeastern West Siberia. Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, 2002. 253 p. (in Russ.).
- [21] Lobova G.A., Popov S.A., Fomin A.N. Localization forecast resources of oil Jurassic-Cretaceous oil and gas complexes Ust-Tym megadepression. *Oil Industry*. 2013. N 2. p. 36-40. (in Russ.).
- [22] Tissot B.R. 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, N 2. P. 183-202.
- [23] Akande S.O., Ojo O.J., Erdtmann B.D., Hetenyi M. Depositional environments, organic richness, and petroleum generating potential of the Campanian to Maastrichtian Enugu formation, Anambra basin, Nigeria // *The Pacific Journal of Science and Technology*. 2009. Vol. 10. P. 614-628.
- [24] Popov S.A., Isaev V.I. Modeling of naphthidogenesis of Southern Yamal. *Geophysical Journal*. 2011. Vol. 33, N 2. S. 80-104. (in Russ.).
- [25] Fomin A.N. Catagenesis organic matter and oil and gas Mesozoic and Paleozoic deposits of the West Siberian megabasin. Novosibirsk: IPGG SB RAS, 2011. 331 p. (in Russ.).
- [26] Surkov V.S., Smirnov L.V. Structural-formational zone basement of the West Siberian Plate and their petroleum potential. Novosibirsk: PFMA SNIIGGiMS, 2000. 184 p. (in Russ.).

ГЕОТЕРМИЯ – БАРЛАУ ГЕОФИЗИКАСЫНЫҢ БІР ӘДІСІ (МЫСАЛЫ БАТЫС СІБІР НЕГІЗІНДЕ ЮРАҒА ДЕЙІНГІ КӨМІРСУТЕК РЕСУРСТАРЫН БАҒАЛАУ)

Г. А. Лобова¹, А. К. Исағалиева², Е. М. Ахметов², В. И. Исаев¹

¹ Томск политехникалық ұлттық зерттеу университеті, Томск, Ресей

² Қ. И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық университеті, Алматы, Қазақстан

Тірек сөздер: геотермия, моделдеу, мұнай түзуші жыныстар, палеозой резервуарлары, мұнай ресурстарының тығыздығы, Усть-Тым мега ойпаты.

Аннотация. Зерттеу мақсаты – Усть-Тым мега ойпаты территориясының юраға дейінгі мұнайгаздылық кешенін игеру және іздеу үшін алғашқы аудандарды анықтау. Зерттеу нысаны – палеозой іргетасының резервуарлары, төменгі юралық коллекторлар. Зерттеу әдісі – палеотемпературалық модельдеу, резервуарларды геокарталау, мұнай генерациясының палеошақтарын геотемпературалық критерилері бойынша карталау, резервуарларды аудандау. Терең бұрғылау мәліметтері бойынша зерттеу нәтижесінде тау жыныстарының түрлері мен опырылмалы тектониканың қарқындылығын есепке ала отырып коллекторлар сапасымен қалыңдықтар картасы тұрғызылды. Тоғур мұнай түзуші шөгінділерінде жинақталатын мұнайдың тығыздығы бағаланды. Жинақталған ресурстардың салыстырмалы тығыздығының таралу картасы және палеозой резервуарларын аудандау жасалынды. Барлау геофизикасының әдісі ретінде геотермия мәліметтеріне негізделген болжау әдістемесі көрсетілді.

Поступила 07.03.2015 г.