

УДК 550.83 (571.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-3-77-85

Построение вероятностных моделей и прогнозных схем, отражающих региональные перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири по геофизическим данным

© 2018 г. | Д.Ф. Калинин, О.И. Погарева, Ю.А. Яновская

АО «Геологоразведка», Санкт-Петербург, Россия; onadima@mail.ru; olga.pogareva@yandex.ru; yanovskaya-yuliya61@yandex.ru

Поступила 21.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: региональные предпосылки нефтегазоносности; доюрское основание; вероятностно-статистические методы; групповой эталон; комплексирование; прогноз нефтегазоперспективных объектов.

Описана методика и приведены примеры прогноза региональных предпосылок нефтегазоносности в доюрском основании Западной Сибири по различным комплексам геологических данных на основе вероятностно-статистических методов с оценкой эффективности решений. Указаны принципы выбора и группирования эталонов, отражающих различные геологически обоснованные предпосылки нефтегазоносности в пределах Восточно-Уватской площади (юг Тюменской области). Локализованы участки, аналогичные групповым эталонам, по независимым комплексам информативных геолого-геофизических признаков и перспективные на выявление альтернативных нефтегазоносных структур. Сделано предположение о приуроченности территории работ к рифтовой зоне, осложненной древними вулканическими структурами, а также о возможном наличии залежей углеводородов в доюрском комплексе.

Для цитирования: Калинин Д.Ф., Погарева О.И., Яновская Ю.А. Построение вероятностных моделей и прогнозных схем, отражающих региональные перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири по геофизическим данным // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 77–85. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-77-85.

Building probabilistic models and prediction schemes on the basis of geophysical data: analysis of regional petroleum potential of the pre-Jurassic complex in the Western Siberia

© 2018 | D.F. Kalinin, O.I. Pogareva, Yu.A. Yanovskaya

Geologorazvedka, St. Petersburg, Russia; onadima@mail.ru; olga.pogareva@yandex.ru; yanovskaya-yuliya61@yandex.ru

Received 21.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: regional factors of oil and gas occurrence; pre-Jurassic basement; probabilistic and statistical methods; reference group; integration; prediction of oil and gas exploration targets.

The paper discusses application of probabilistic and statistical approach to prediction of oil and gas occurrence factors in the pre-Jurassic sequences of the southern Tyumen region using geological and geophysical datasets. Methodology and principles of building probabilistic prediction solutions accompanied by efficiency estimation is summarized. One of the features of the approach proposed is building formalized solutions with defining alternative prediction objects (geologically valid factors of oil and gas occurrence). We consider a procedure of separate reference hydrocarbon fields selection and grouping into alternative groups according to spatial variability of Palaeozoic basement top position, different structural and tectonic and geomorphological environment, and, as a consequence, different manifestation in potential fields. Reference groups are used in probabilistic prediction of zones similar in terms of complexes of most informative geological and geophysical characteristics and associated with regional oil and gas occurrence factors. Regional prediction of deep oil and gas occurrence factors in the pre-Jurassic basement was carried out: a) using a set of transforms identified as a result of potential geophysical fields band-pass filtering; b) using spatial distribution of singularities of functions describing anomalous geopotential fields; c) using a set of lithological and physical parameters determined from well data. We show a fragment of working area with predicted sites recommended for wildcat drilling. It is emphasized that probabilistic prediction is carried out with controlled prediction efficiency, using the independent geodata sets and reflects the regional factors of oil and gas occurrence in the pre-Jurassic basement. The assumptions were made about association of the study area with a rift zone complicated by ancient volcanic structures, and also about the possible HC occurrence within the pre-Jurassic sequence.

For citation: Kalinin D.F., Pogareva O.I., Yanovskaya Yu.A. Building probabilistic models and prediction schemes on the basis of geophysical data: analysis of regional petroleum potential of the pre-Jurassic complex in the Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(3):77–85. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-77-85.



Методологические основы вероятностно-статистического подхода

Отложения доюрского комплекса Западной Сибири, относящиеся к нижним слоям осадочно-го чехла, коре выветривания (зоне контакта пород фундамента с осадочным чехлом) и породам фундамента, являются сложнопостроенной и глубокозалегающей толщей. В связи с этим необходимо оптимальное комплексирование геофизических методов интерпретации потенциальных полей (гравитационного и магнитного) с привлечением других геоданных. Использование вероятностно-статистического подхода наиболее логично в связи со случайностью прогнозных решений, усиливающейся по мере усложнения изучаемой среды в условиях дефицита информации.

Прогноз глубинных региональных предпосылок нефтегазоносности по геофизическим данным, как правило, осуществляется в условиях недостаточности априорной информации о природе и свойствах искомых объектов. Поэтому оценочные прогнозные решения о наличии предпосылок нефтегазоносности в доюрском основании носят *случайный характер*. Случайность решений обусловлена сложной геологической природой изучаемого объема среды, нечеткостью и недостаточностью априорных сведений о геологическом строении территории, а также субъективизмом исследователей (экспертов). Отсюда следует, что при проведении формализованной комплексной интерпретации необходимо оценивать *эффективность решений* как по отдельным признакам, характеризующим искомый нефтегазоперспективный объект, так и по всему их комплексу.

Одна из особенностей предлагаемого подхода состоит в том, что построение решений осуществляется на *многоальтернативной основе* с выбором *целевых объектов прогноза* (геологически содержательных предпосылок нефтегазоносности) и *нецелевого (фонового) объекта*, как правило соотносимого со всей областью прогнозных исследований вне зависимости от типа предпосылок.

В основе методологии вероятностного прогноза лежат статистические алгоритмы распознавания образов с обучением на эталонах (аналогах). Этап обучения завершается построением вероятностного *решающего правила*, отражающего взаимосвязь между эталонами и прогнозируемыми объектами на основе анализа соответствующих выборок значений для каждого конкретного признака. При этом признаки должны в максимальной степени отражать физическую и геологическую природу целевых объектов.

Формализованное *распознавание* объектов, подобных эталонам, основывается на результатах обучения с использованием многомерных распределений значений признаков. Для эффективного распознавания необходимо обеспечить достаточ-

ную представительность и однородность обучающих выборок в пределах каждого эталона.

Эталонизация — один из важнейших этапов многоальтернативной комплексной интерпретации. Для решения прогнозных задач, связанных с выделением нефтегазоперспективных территорий, используются следующие варианты эталонов: а) выборки значений количественных признаков (геофизических, геохимических) в пределах площадных участков, содержащих месторождения и проявления УВ (натурные эталоны с *координатной привязкой*); б) расчетные выборки полей или эффективных параметров среды, полученные в результате решения прямых и обратных задач геофизики (модельные эталоны с *координатной привязкой*).

Эталоны, соответствующие предпосылкам нефтегазоносности, выбираются геологами и геофизиками, которые выполняют прогноз-геофизические исследования [1, 2].

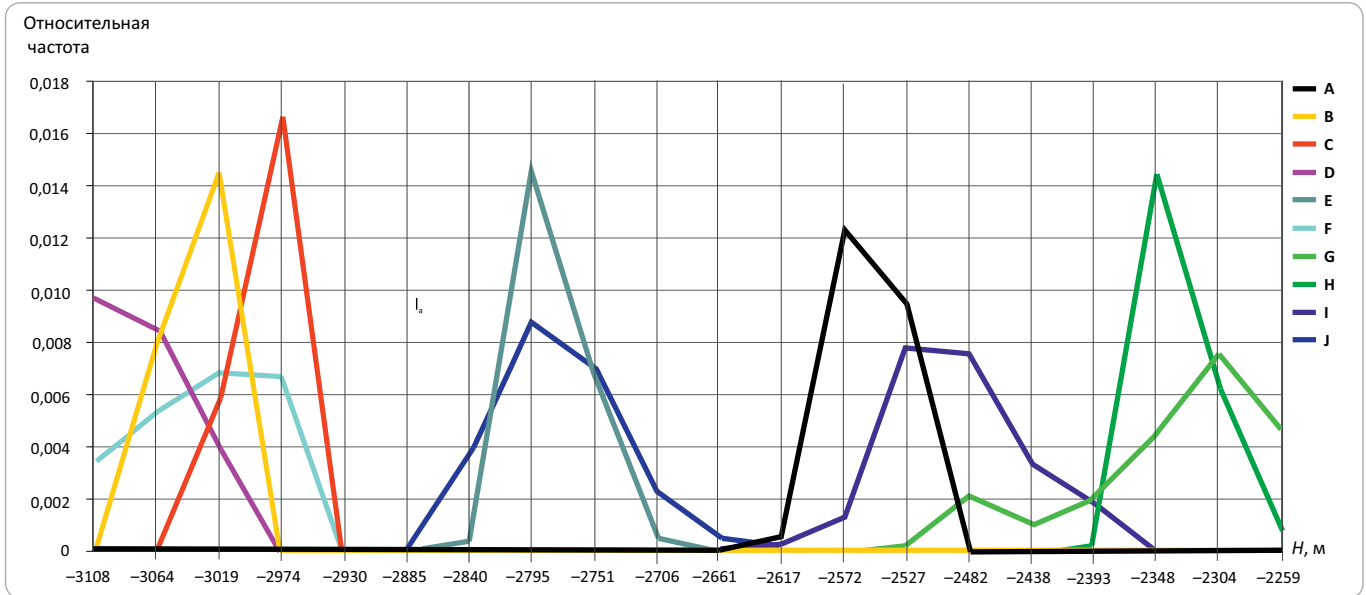
Методология вероятностно-статистического прогноза включает способы *численной* оценки эффективности (информативности Inf и надежности True), причем как для отдельных признаков, так и для их комплексов [3, 4]. Меры эффективности Inf и True являются критериями отбора признаков в комплекс и определяют *качество* итоговых прогнозных построений.

Совместная (комплексная) обработка признаков проводится для увеличения информативности и более надежного распознавания целевых объектов прогноза. Результаты прогноза чаще всего представляются в виде цифровых моделей («гридов»), охватывающих территорию работ регулярной сетью точек вероятностного принятия решений.

Вероятностные модели и прогноз-схемы, отражающие предпосылки нефтегазоносности, строились на Восточно-Уватской площади (Тюменская область). В качестве эталонных использовались известные месторождения УВ, в пределах которых скважины вскрыли кровлю палеозойского фундамента. Значения признаков (геофизических полей, структурных планов, литолого-физических параметров и т.д.) отбирались в пределах контуров, ограничивающих эталонные месторождения. Затем осуществлялось группирование — объединение отдельных эталонных месторождений в альтернативные группы. Данная процедура обусловлена изменчивостью пространственного положения кровли палеозойского фундамента по площади, различной структурно-тектонической и геоморфологической обстановкой и, как следствие, различным проявлением эталонов в потенциальных полях (гравитационном и магнитном). Сгруппированные эталоны представляют собой прообразы целевых альтернатив прогноза и используются при принятии решений вероятности присутствия подобных нефтегазоперспективных объектов в пределах территории работ по комплексам наиболее информативных геолого-геофизических признаков.

Рис. 1. Распределение глубин кровли доюрского основания в пределах контуров эталонных месторождений, используемых для вероятностного прогноза нефтегазоперспективных площадей

Fig. 1. Histograms of the depth of pre-Jurassic basement top within the reference fields involved in probabilistic prediction of oil and gas promising areas



На рис. 1 приведено распределение глубин кровли доюрского основания в пределах контуров десяти эталонных месторождений УВ с индексами А–J. По относительной близости диапазонов распределения глубин эталонные месторождения можно предварительно объединить в четыре группы.

Изменчивость глубин кровли доюрского основания, с одной стороны, может быть объяснена разной площадью контуров эталонных месторождений. С другой стороны, увеличение неравномерности распределения глубин косвенно свидетельствует о влиянии складчато-надвиговых тектонических деформаций, рифтообразования, вулканизма, образования трещинных гранитоидных интрузий, а также о наличии глубинных разломов разного порядка в зонах, сопряженных с контурами соответствующих эталонных месторождений УВ.

Для уточнения результатов предварительно-группирования эталонные нефтегазовые месторождения были разбиты на основе корреляции глубин кровли палеозойского фундамента с региональными составляющими потенциальных полей. В итоге были сформированы три групповых эталона А, В, С, которые затем использовались при вероятностном прогнозе предпосылок нефтегазоносности (рис. 2).

Для группового эталона А характерны повышенные коэффициенты корреляции между региональной составляющей гравитационного поля и региональной составляющей магнитного поля с кровлей палеозойского фундамента. По всей видимости, предпосылки, подобные эталону А, обусловлены эрозионно-тектоническими выступами палеозойского фундамента, унаследованными от кристаллического фундамента.

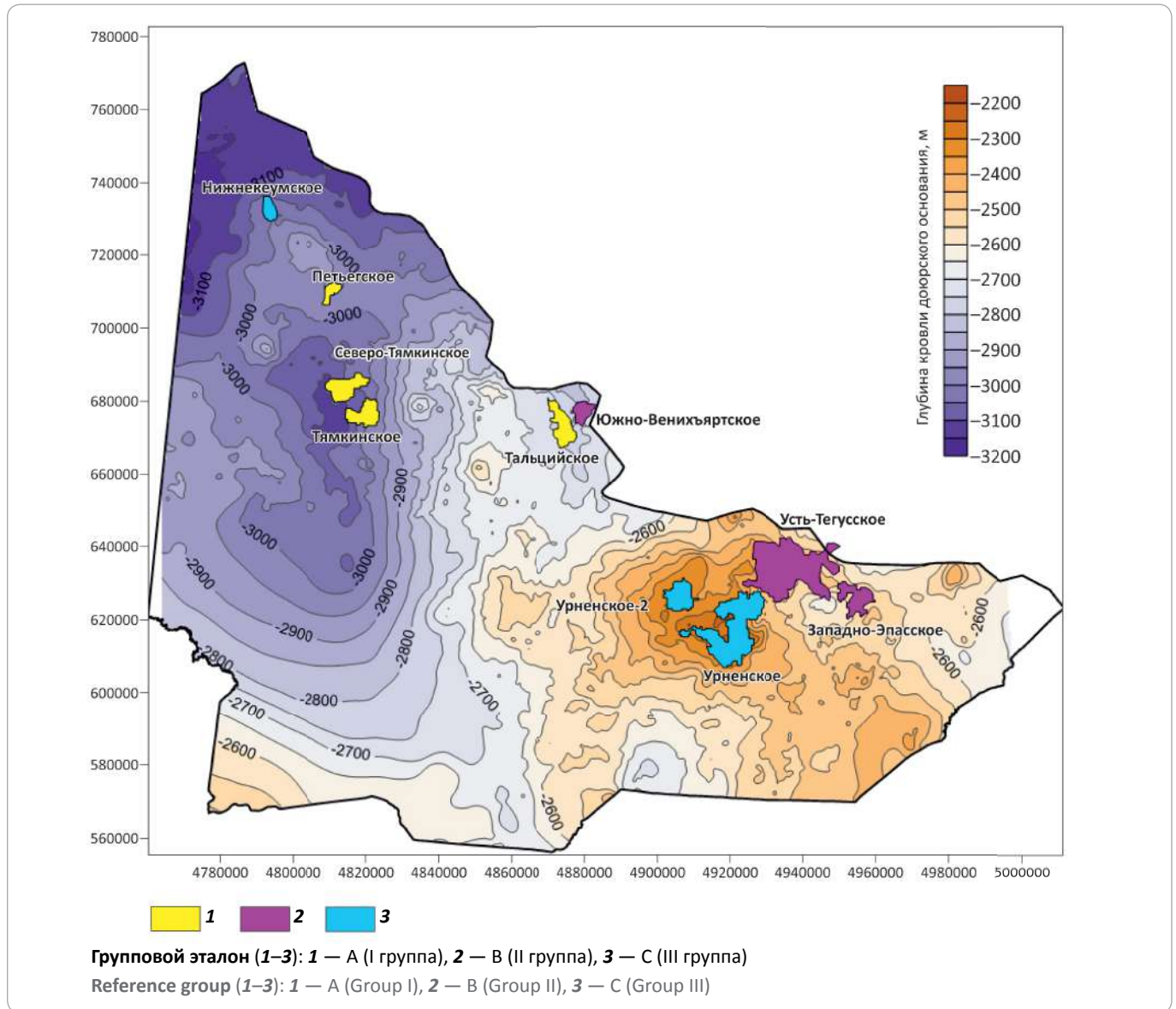
Для предпосылок, подобных групповому эталону В, характерен пониженный коэффициент корреляции региональной составляющей гравитационного поля и одновременно — повышенный коэффициент корреляции региональной составляющей магнитного поля с кровлей палеозойского фундамента. Данные предпосылки связываются с разломами в палеозойском фундаменте, а также с эрозионно-тектоническими выступами, образованными за счет внедрения магматических интрузий в зонах разломов и вблизи них. Наконец, для прогнозных предпосылок, подобных групповому эталону С, характерно понижение коэффициентов корреляции между региональной составляющей гравитационного поля и региональной составляющей магнитного поля с кровлей палеозойского фундамента. Их наличие связывается с вулканизмом в пределах рифей-нижнепалеозойского рифта (северо-западное направление) и триасового рифта, продвигавшегося с севера в юго-западном направлении. В пределах анализируемой территории все прогнозируемые предпосылки обусловлены рифтогенным тектоническим режимом.

Региональный вероятностный прогноз предпосылок нефтегазоносности по комплексу геофизических данных

Данный вариант прогноза предусматривал создание цифровых моделей геофизических признаков, увязываемых в пределах территории работ со складчатым палеозойским (доюрским) основанием. В этой связи интерес представляет промежуточный слой в диапазоне эффективных глубин от 3 до 7 км, выделяемый в результате «полосовой» энергетической фильтрации региональных составляющих потен-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Групповые эталоны для прогноза региональных предпосылок УВ
 Fig. 2. Reference groups for prediction of regional HC factors



циальных полей [5]. Полосовая фильтрация ослабляет влияние плотностных аномалеобразующих объектов верхней части разреза (на глубине до 3 км) и одновременно с этим — влияние кристаллического фундамента и вулканогенного комплекса. Выделенные таким образом трансформанты гравитационного и магнитного полей получили условное название «локальные от региональных».

В качестве дополнительного признака был рассчитан модуль полного горизонтального градиента от составляющей $\Delta g^{\text{loc(reg)}}$. Максимумы модуля горизонтального градиента позволяют установить границы аномалеобразующих объектов — блоковых структур.

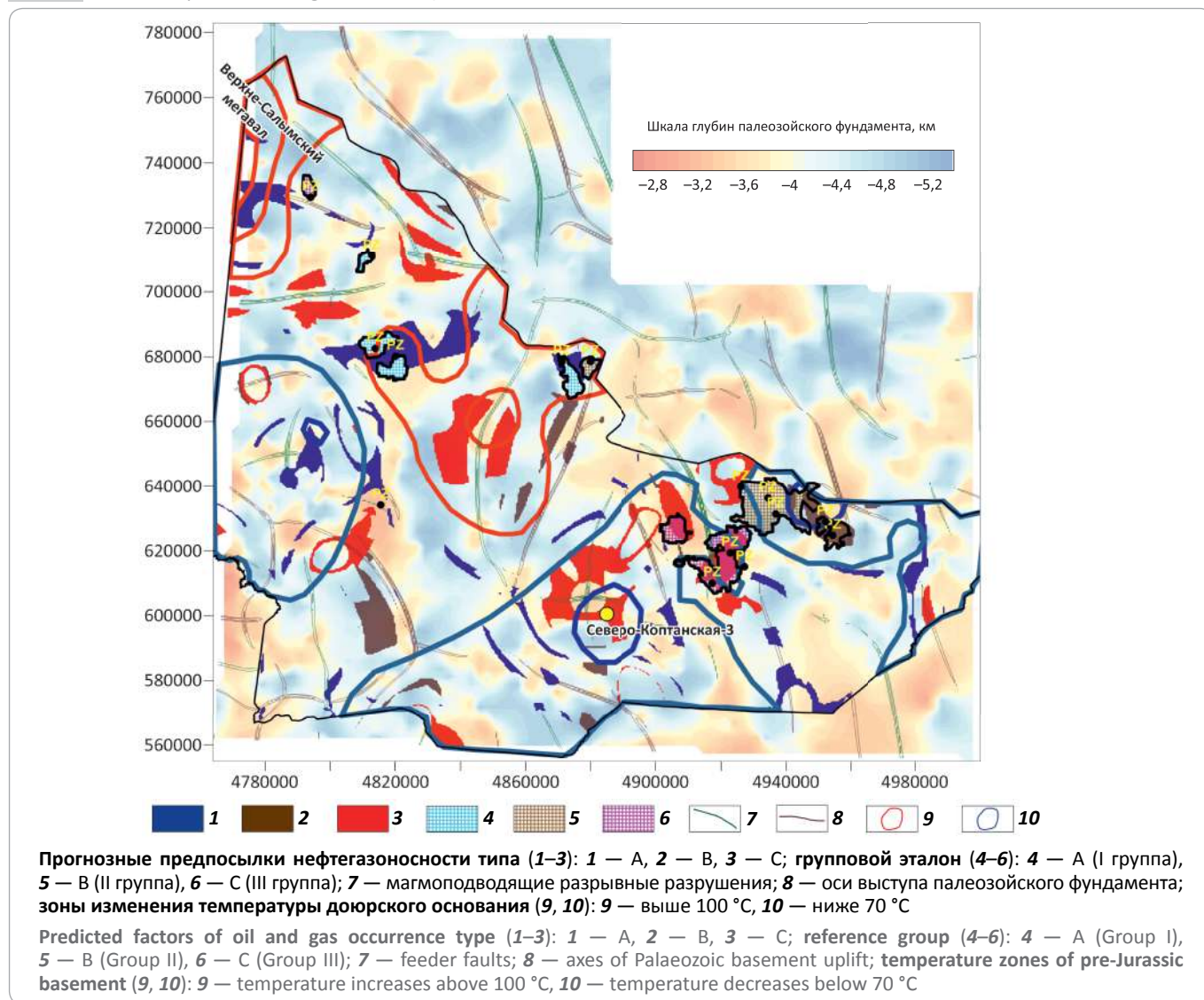
Прогнозный комплекс, сформированный из трех геофизических признаков, характеризуется умеренной эффективностью (информативность $\text{Inf} = 46,7\%$, надежность $\text{True} = 0,68$). Карту прогноза совмещен-

ных глубинных предпосылок нефтегазоносности в доюрском основании можно построить по комплексу трансформант, выделенных в результате полосовой фильтрации потенциальных геофизических полей (рис. 3).

Прогнозируемые предпосылки (см. рис. 3) предположительно увязываются со складчатым палеозойским основанием и в диапазоне глубин 3–5 км позволяют точнее оценить перспективы нефтегазоносности по комплексу трансформант. При построении используется также план-схема прослеживаемых осей линейных аномалий для трансформанты $\Delta g^{\text{loc(reg)}}$, которые свидетельствуют о наличии магмоподводящих разрывных нарушений (отрицательные аномалии) и осей выступов палеозойского фундамента (положительные аномалии). На поднятиях кровли палеозойского фундамента отчетливо прос-

Рис. 3. Карта прогноза совмещенных глубинных предпосылок нефтегазоносности в доюрском основании по комплексу трансформант, выделенных в результате полосовой фильтрации потенциальных геофизических полей (вероятность прогноза предпосылок 0,9 и выше; подложка — карта выступов палеозойского фундамента в диапазоне 3–5 км)

Fig. 3. Predicted map of the combined deep oil and gas occurrence factors identified in the pre-Jurassic basement as a result of band-pass filtering of potential geophysical fields (probability of the factors prediction is 0.9 and higher; the background is a map of Palaeozoic basement uplifts in the range of 3 to 5 km)



леживаются совокупности перспективных разноглубинных участков (преимущественно среднего и малого размера), подобных, согласно упомянутому комплексу трансформант, групповым эталонам А и В. Сосредоточение перспективных зон, подобных эталону С, фиксируется вблизи узлов пересечения осей отрицательных аномалий локальной трансформанты $\Delta g^{\text{loc(рег)}}$.

Рифтовая природа аномалий гравитационного поля на площади исследований подтверждается «Картой температур доюрского основания по скважинным данным» (ЗапСибНИИГТ). В зонах триасовых рифтов, сопутствующих прогнозируемым предпосылкам, фиксируется повышение температуры до 100–120 °С.

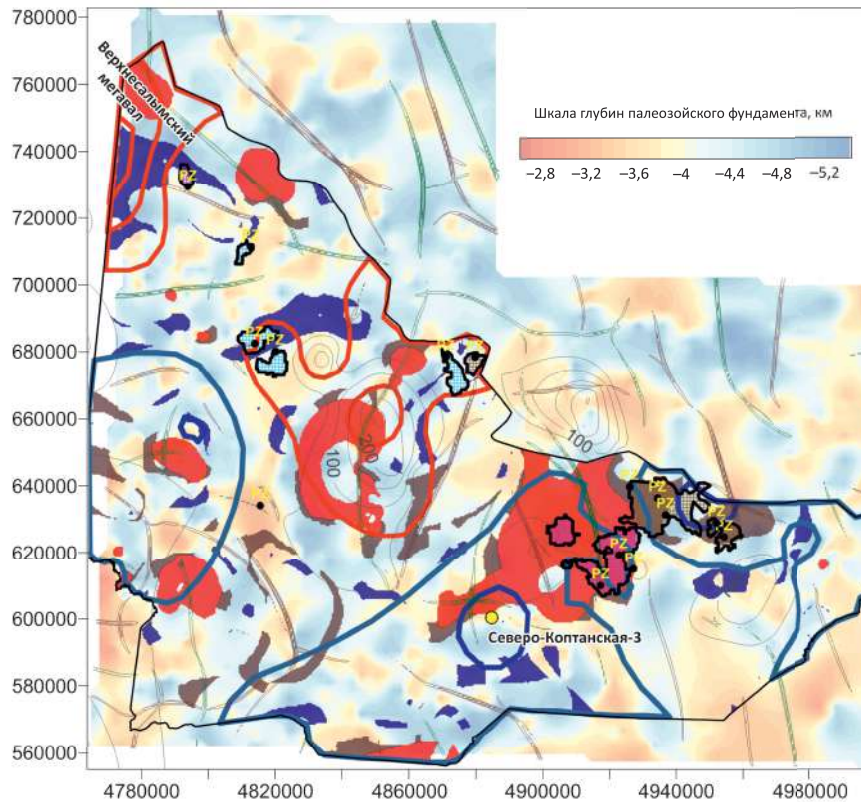
Глубинный вероятностный прогноз предпосылок нефтегазоносности с использованием пространственных распределений особых точек функций, описывающих аномальные геопотенциальные поля

В основе метода локализации особых точек лежит алгоритм вычисления сингулярных источников в нижнем полупространстве по аномальным потенциальным полям, позволяющий определять координаты, тип особых точек, а также эффективную плотность и модуль эффективной намагниченности, связанные с интенсивностью проявления особых точек [6]. Используя метод особых точек, основанный на продолжении поля в нижнее полупространство, интерпретатор имеет возможность извлечь объек-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 4. Карта прогноза совмещенных глубинных предпосылок нефтегазоносности по комплексу эффективных параметров особых точек в слое 4,2–4,7 км (вероятность прогноза предпосылок 0,9 и выше; подложка — карта выступов палеозойского фундамента в диапазоне 3–5 км)

Fig. 4. Predicted map of the combined deep oil and gas occurrence factors according to efficient parameters of singularities within the 4.2 to 4.7 km thick layer (probability of the factors prediction is 0.9 and higher; the background is a map of Palaeozoic basement uplifts in the range of 3 to 5 km)



Усл. обозначения см. на рис. 3

For Legend see Fig. 3

тивную информацию о разноглубинных сосредоточениях неоднородностей среды, отражающихся в аномальном поле. В частности, по особым точкам магнитного поля можно определить глубину верхней и нижней поверхностей, ограничивающих магнитоактивные источники (эффузивы и интрузии), и выделить зоны разломов. По особым точкам гравитационного поля можно картировать положение разломов в плане, а также оценивать их глубину.

В рассматриваемом варианте прогноза предпосылок нефтегазоносности впервые был апробирован способ расчета особых точек и их эффективных параметров в перекрывающихся глубинных слоях мощностью 500 м. Центры слоев последовательно перемещались в диапазоне от 3 до 5 км с вертикальным шагом 100 м. После каждого перемещения расчеты проводились заново. Максимальная информативность прогнозного комплекса, включающего значения эффективной плотности и модуля эффективной намагниченности, рассчитанные по особым точкам

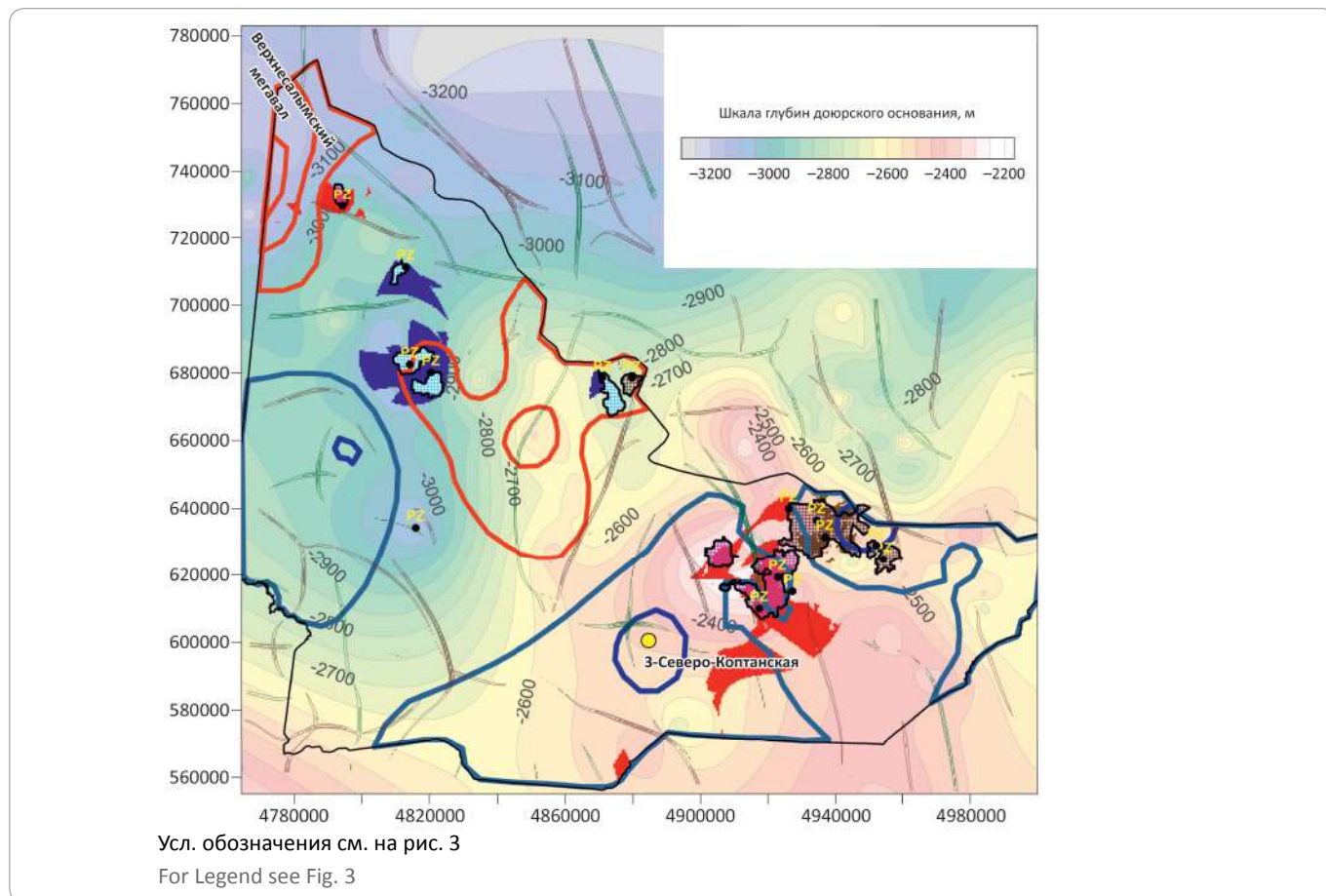
от компонент $\Delta g^{\text{loc(reg)}}$ и $\Delta T^{\text{loc(reg)}}$, была достигнута в глубинном слое 4,2–4,7 км. Именно с этим слоем, по данным бурения, связано пространственное положение плотностной границы, состоящей из поднятий и склонов палеозойского фундамента.

Карта прогноза совмещенных глубинных предпосылок нефтегазоносности по комплексу эффективных параметров особых точек, которые могут быть рассчитаны по компонентам $\Delta g^{\text{loc(reg)}}$ и $\Delta T^{\text{loc(reg)}}$ в слое 4,2–4,7 км, приведена на рис. 4.

Размещение прогнозных предпосылок, подобных групповому эталону А, в целом отражает структуру рифтовых зон. Для предпосылок, подобных групповому эталону В, наблюдается разнородный характер взаимосвязи компонент $\Delta g^{\text{loc(reg)}}$ и $\Delta T^{\text{loc(reg)}}$ с кровлей палеозойского фундамента. Предпосылки, подобные групповому эталону С, наиболее многочисленны. Их сосредоточения связаны с возможным наличием глубинных подводных каналов (древних погребенных вулканов).

Рис. 5. Карта усредненного прогноза глубинных предпосылок нефтегазоносности по комплексу литолого-физических параметров в юрских переслаивающихся отложениях и по кровле палеозойского комплекса (подложка — доюрское основание по скважинам; предполагается миграция УВ из прогнозируемых зон юрских отложений в нижележащие доюрские комплексы, в первую очередь в триасовые отложения)

Fig. 5. Map of the average forecast of deep oil and gas occurrence factors according to a set of lithological and physical parameters in the Jurassic intercalated sequences and Palaeozoic complex top (background is the pre-Jurassic basement in the wells; HC migration from the predicted Jurassic zones to the underlying sequences is assumed; first of all, there are the Triassic formations)



Описанный подход обеспечивает устойчивую локализацию разноглубинных перспективных зон по комплексу эффективных параметров особых точек, рассчитанных от компонент $\Delta g^{\text{loc(reg)}}$ и $\Delta T^{\text{loc(reg)}}$.

Региональный вероятностный прогноз предпосылок нефтегазоносности по комплексу литолого-физических данных

Прогноз региональных предпосылок нефтегазоперспективных объектов по комплексам литолого-физических параметров осуществлялся с использованием данных детальных геофизических исследований скважин (ГИС): а) в пределах пачек переслаивания песчаников и алевролитов в юрских отложениях осадочного чехла (по 69 скважинам); б) на глубинах, соотносимых с кровлей палеозойского основания (по 41 скважине).

В первом случае рассматривалось 7 признаков:

1) мощность пачек переслаивания песчаников и алевролитов, являющихся потенциальными коллекторами УВ (отбирались только те пачки, в которых были зафиксированы УВ-проявления);

- 2) мощность зон выклинивания отложений триаса;
- 3) мощность коры выветривания;
- 4) коэффициент проницаемости пород;
- 5) коэффициент пористости пород;
- 6) коэффициент самопроизвольной поляризации $\alpha_{\text{пс}}$ пород (по данным электрического каротажа);
- 7) естественное радиоактивное излучение горных пород (по данным гамма-каротажа).

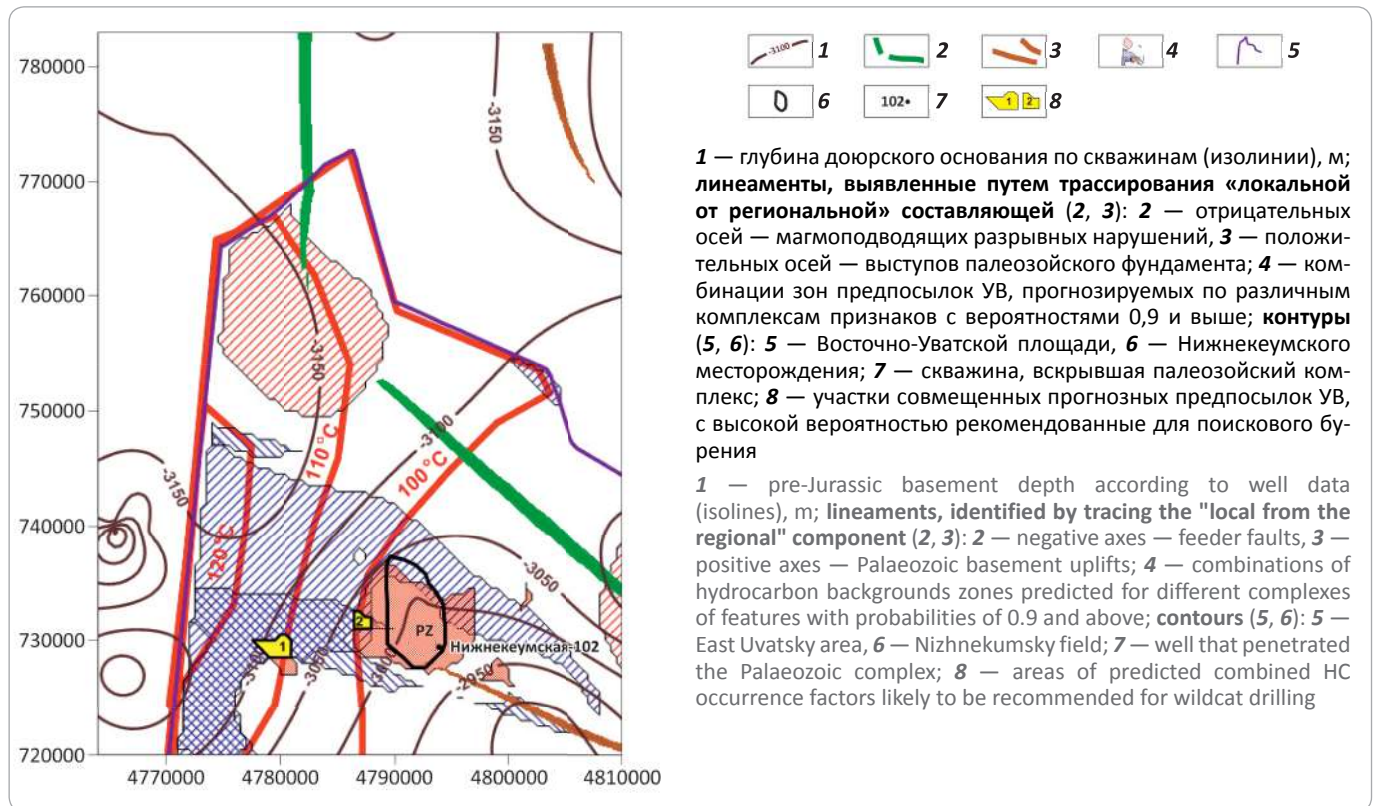
Литолого-физические параметры, связанные с коллекторскими свойствами пород, усреднялись по совокупности пластов, образующих соответствующую «пачку».

Во втором случае использовались только три признака, связанные со свойствами пород кровли палеозоя (в силу отсутствия других данных ГИС по глубоким горизонтам палеозойского комплекса на территории работ):

- 1) коэффициент самопроизвольной поляризации $\alpha_{\text{пс}}$;
- 2) удельное сопротивление (по данным бокового

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 6. Фрагмент северо-западной оконечности территории работ с прогнозными участками, рекомендуемыми для поискового бурения
Fig. 6. Fragment of the north-western margin of the working area with the predicted sites recommended for wildcat drilling



каротажа); 3) естественное излучение (по данным гамма-каротажа).

Все указанные признаки подготавливались в виде цифровых моделей («гридов») значений параметров, охватывающих территорию работ. Расчеты проводились без ограничения дальности интерполяции в узлах фиксированной прямоугольной равномерной сети (шаг сетки 500 м). Используемые комплексы литолого-физических признаков обладают весьма высокой эффективностью прогноза предпосылок нефтегазоносности. Информативность (Inf) и надежность (True) первого комплекса признаков (в пределах пачек переслаивания песчаников и алевролитов в юрских отложениях) составляют 82,6 % и 0,91 соответственно. Для второго комплекса признаков (на глубинах, соотносимых с кровлей палеозойского основания) эффективность прогноза также высока (Inf = 64,1 %, True = 0,79).

Карта усредненного прогноза глубинных предпосылок нефтегазоносности построена по комплексам литолого-физических параметров в юрских переслаивающихся отложениях и вдоль кровли палеозойского основания (рис. 5).

Выполненные прогнозные построения базировались на данных о миграции нефтяных УВ из юрских в нижележащие триасовые отложения доюрского основания [7, 8]. Существование подобной миграции подтверждено на Рогожниковской группе месторождений, сходной по рифтогенному тектони-

ческому режиму с Урненской группой месторождений, расположенной на территории работ [9]. По данным ЗапСибНИИГ Урненская группа относится к морфологическому типу «нефтегазоносный горизонт зоны контакта». Данный морфологический тип характеризуется наличием эрозионно-тектонического выступа палеозойского фундамента с магматическими образованиями в цоколе, а также наличием коры выветривания с возможной пористостью до 40 %. Соответствующие предпосылки, подобные групповому эталону С, прогнозируются весьма надежно и независимо подтверждаются результатами прогноза нефтегазоносности по гравимагнитным данным.

Приведем фрагмент северо-западной окраины территории работ с прогнозными участками, рекомендуемыми для проведения поискового бурения (рис. 6). Участки приурочены к интервалу глубин доюрского основания 3000–3100 м (по скважинным данным), находятся в зоне высоких температур южной оконечности триасового рифта и расположены на склонах палеозойского фундамента.

Выводы

1. Вероятностные прогнозные схемы, построенные по независимым комплексам геофизических признаков, отражают глубинные региональные предпосылки нефтегазоносности в доюрском основании с контролируемой информативностью и надежностью.

Наиболее эффективны усредненные результаты вероятностного прогноза признаков нефтегазоносности при использовании *литолого-физических данных*, определяемых по результатам геофизического исследования скважин.

2. Перспективными для проведения более детальных прогнозно-поисковых работ на УВ являются участки, *территориально совпадающие* на вероятностных прогнозных картах вне зависимости от типов предпосылок нефтегазоносности.

Литература

1. Блох Ю.И. Количественная интерпретация гравитационных и магнитных аномалий. – М. : МГГА, 1998. – 88 с.
2. Овчаренко А.Р., Сафонов А.С., Ермаков Б.В. и др. Новые геофизические технологии прогнозирования нефтегазоносности. – М. : Научный мир, 2001. – 103 с.
3. Гольцман Ф.М. Физический эксперимент и статистические выводы. – Л. : Изд-во ЛГУ, 1982. – 192 с.
4. Калинин Д.Ф. Информационно-статистический прогноз полезных ископаемых. – СПб. : ФГУНПП «Геологоразведка», 2011. – 164 с.
5. Петров А.В., Трусов А.А. Компьютерная технология статистического и спектрально-корреляционного анализа трехмерной геоинформатики // Геофизика. – 2000. – № 4. – С. 29–33.
6. Трошков Г.А., Погарева О.И. Применение компьютерной технологии «Особые точки» для определения поверхности кристаллического фундамента Русской платформы по аэромагнитным данным // Российский геофизический журнал. – № 23–24. – С. 21–29.
7. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск : Изд-во ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
8. Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. (мл.) Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1001–1012.
9. Коржов Ю.В., Исаев В.И., Кузина М.Я., Лобова Г.А. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов) // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 51–56.

References

1. Blokh Yu.I. Quantitative interpretation of gravity and magnetic anomalies. Moscow: MGGA; 1998. 88 p.
2. Ovcharenko A.R., Safonov A.S., Ermakov B.V. et al. Advanced geophysical technologies of oil and gas occurrence prediction. Moscow: Nauchny mir; 2001. 103 p.
3. Gol'tsman F.M. Physical experiment and statistical findings. Leningrad: Izdatelstvo LGU; 1982. 192 p.
4. Kalinin D.F. Statistical and informational prediction of mineral resources. St. Petersburg: FGUNPP "Geologorazvedka"; 2011. 164 p.
5. Petrov A.V., Trusov A.A. Computer technology of statistical, and spectral and correlation analysis in 3D geoinformatics. *Geofizika*. 2000;(4):29–33.
6. Troshkov G.A., Pogareva O.I. Application of "singularities" technology to identify crystalline basement surface within the East European Platform using aeromagnetic data. *Rossiiskiy geofizicheskiy zhurnal*. 2001;(23–24):21–29.
7. Fomin A.N. Catagenesis of organic matter and oil and gas potential of Mesozoic and Palaeozoic formations of West Siberian mega-basin. Novosibirsk: Izdatelstvo INGG SO RAN; 2011. 331 p.
8. Brekhuntsov A.M., Monastirev B.V., Nesterov I.I. Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*. 2011;52(8):781–791.
9. Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Kuzina M.Ya., Lobova G.A. Genesis of pre-Jurassic oil accumulations in the Rogozhnikovsky group of fields (on the results of the alkanes vertical zonality). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*. 2013;323(1):51–56.