



УДК 550.84:553.98

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЧУЛАКАНСКОЙ ПЛОЩАДИ В КРАСНОЯРСКОМ КРАЕ ПО ГЕОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

А. К. Битнер¹, Д. О. Гафуров¹, О. М. Гафуров¹, Н. В. Мышевский², Е. В. Теменёва²,
А. О. Гафуров¹, А. В. Самков¹

¹Красноярский научно-исследовательский институт геологии и минерального сырья, Красноярск, Россия; ²Иркутская нефтяная компания, Иркутск, Россия

На Чулаканской площади выполнены газогеохимические исследования почвенных отложений, вскрытых эрозией. Закартированы площадная миграционная сводовая аномальная зона, совпадающая с Чулаканским поднятием, и зона полукольцевой формы вокруг Восточно-Чулаканского поднятия. Поле повышенных концентраций гелия отражает элементы глубинной разрывной тектоники. Осуществлено прогнозирование залежей на основе моделирования математическим аппаратом нейронных сетей; прогноз коррелируется с указанными поднятиями. Наличие на Чулаканской площади следов миграции углеводородов и результаты статистической обработки геохимических данных указывают на возможность существования здесь газоконденсатных скоплений с нефтяными оторочками, подобных Собинскому. Площадь рекомендована для поискового бурения.

Ключевые слова: Чулаканская площадь, газогеохимическая съемка, нефть, газ, нейронные методы, Эвенкийский муниципальный район, Красноярский край.

HYDROCARBON PROSPECTS OF THE CHULAKANSKAYA AREA IN THE KRANNOYARSK TERRITORY ACCORDING TO GEOCHEMICAL DATA

A. K. Bitner¹, D. O. Gafurov¹, O. M. Gafurov¹, N. V. Myshevskiy², E. V. Temenyova²,
A. O. Gafurov¹, A. V. Samkov¹

¹Krasnoyarsk Research Institute of Geology and Mineral Resources, Krasnoyarsk, Russia; ²Irkutsk Oil Company, Irkutsk, Russia

Soil vapor survey of soil deposits exposed by erosion has been carried out on the Chulakanskaya area. The areal migration arch-like anomalous zone coinciding with the Chulakan uplift and the semicircular zone around the East Chulakan uplift have been mapped. The field of increased helium concentrations reflects elements of deep fault tectonics. The deposits prediction was conducted on the basis of the neural network modeling by the mathematical apparatus technique; the forecast is correlated with specified uplifts. The presence of the hydrocarbon migration shows on the Chulakanskaya area and the results of statistical processing of geochemical data indicate the possible existence of gas condensate accumulations with oil rims similar to the Sobinskoye one. The area is recommended for exploratory drilling.

Keywords: Chulakanskaya area, soil vapor survey, oil, gas, neural methods, Evenkiysky Municipal District, Krasnoyarsk Territory.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-1-26-35

Чулаканская площадь находится на юго-востоке Красноярского края на территории Эвенкийского муниципального района, граничит с Иркутской областью и приурочена к бассейну верхнего течения р. Катанга (Подкаменная Тунгуска), в междуречье рр. Аява и Чулакан.

Площадь расположена в пределах Катангской седловины, которая, испытывая влияние соседних разных по характеру нефтегазоносности надпорядковых структур (Байкитской и Непско-Ботубинской антеклиз, Присяно-Енисейской синеклизы), является интересным, сложным и перспективным районом на поиски нефти и газа.

Цель исследований – прогноз нефтегазоносности малоизученной территории на юго-востоке Катангской нефтегазоносной области (НГО) легкими методами поверхностной геохимии и обработка их данных нейроинформационными методами. Это необходимо для планирования доизучения Чулаканской площади и прогноза фазового состояния возможных залежей углеводородов (УВ).

Объектом исследований были газы, сорбированные почвенными приповерхностными отложениями эрозионного среза. Опробованы аллювиально-делювиальные отложения четвертичной, юрской, каменноугольной, пермской и триасовой систем.

Актуальность исследований состоит в развитии методов геохимии и наработке процедур интерпретации поверхностных геохимических данных с применением нейроинформационных методов и данных геофизических исследований.

Изученность территории и методика исследований

На участках, непосредственно примыкающих к Чулаканской площади с запада и севера, газогеохимические съемки с целью поисков залежей УВ были проведены в 1995–2008 гг. А. И. Ларичевым, В. Ф. Бобылевым, Н. В. Прицан на Джелиндуконском и Пайгинском месторождениях (рис. 1), Кулиндинской площади, Аявинской и (частично) Чулаканской

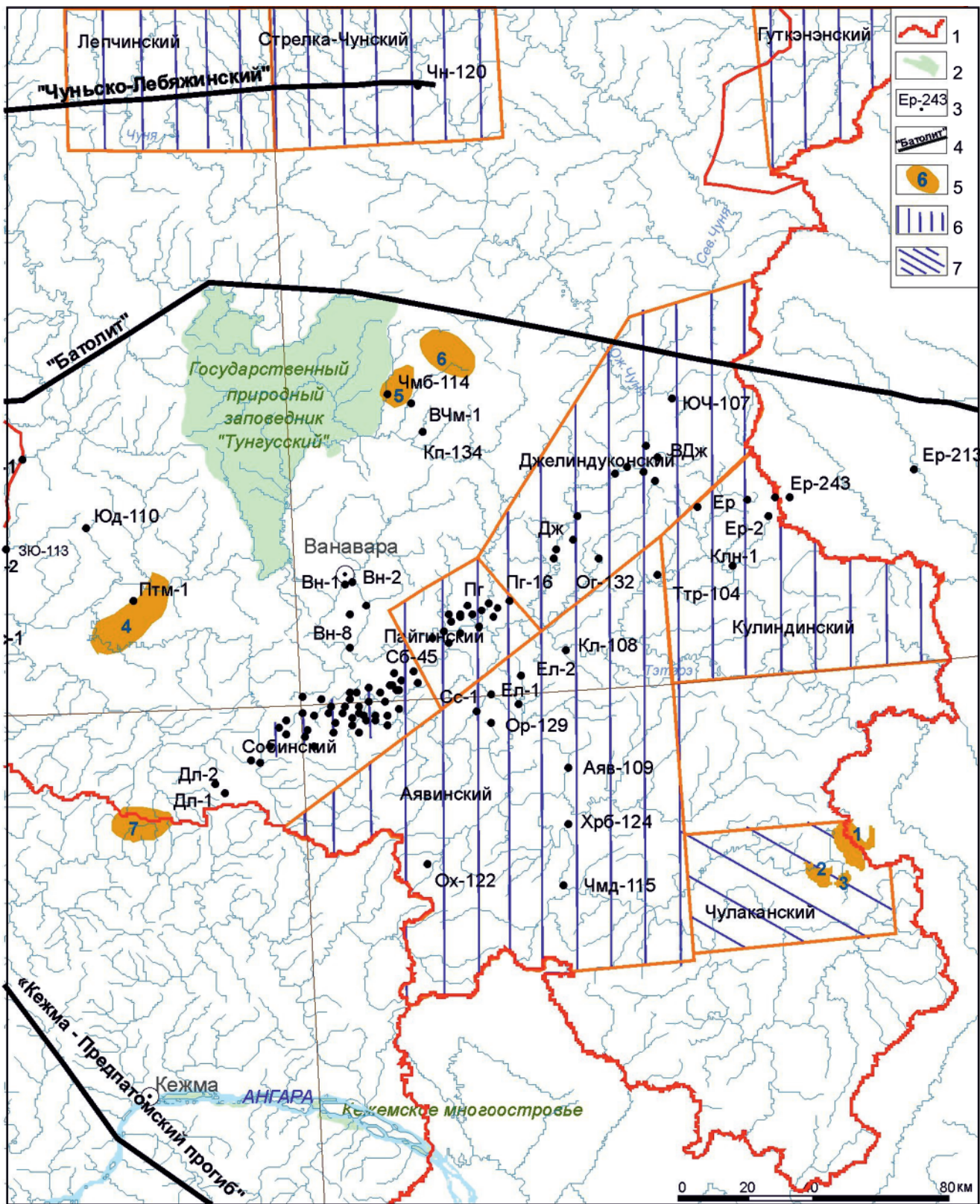


Рис. 1. Схема газогеохимической изученности поверхностных отложений Чулаканской и смежных площадей

1 – административные границы; 2 – особо охраняемые природные территории; 3 – скважины; 4 – трансрегиональные и региональные профили МОВ ОГТ; 5 – локальные структуры, подготовленные к бурению; 6 – площади, на которых выполнены газогеохимические исследования; 7 – исследуемая Чулаканская площадь; подготовленные структуры: 1 – Восточно-Чулаканская, 2 – Чулаканская, 3 – Южно-Чулаканская, 4 – Петимокская, 5 – Чамбинская, 6 – Верхне-чамбинская, 7 – Мундукшинская; скважины: Аяв – Аявинская, ВДж – Верхнеджелиндуконская, Вн – Ванаварская, ВЧм – Верхнечамбинская, Дж – Джелиндуконская, Дл – Деликтуконская, Ел – Елохтинская, Ер – Ереминская, Кл – Кулиндинская, Кп – Копоктинская, Ор – Оронская, Ох – Охотничья, Пг – Пайгинская, Птм – Петимокская, Сб – Собинская, Сс – Сосновая, Ттр – Тэтэрская, Хрб – Хребтовская, Чмб – Чамбинская, Чмд – Чемдальская, Чн – Чуньская, Юд – Юдоуконская, ЮЧ – Южно-Чуньская



перспективных площадях. Определялся состав газов, сорбированных почвенными и подпочвенными отложениями, концентрации органического углерода ($C_{орг}$) и битумоидов. В результате выполненных В. Ф. Бобылевым в 2005–2007 гг. комплексных геоэкологических исследований на Чулаканском участке опробована поверхностная гидросфера р. Катанга и ее притоков. Составлены цифровая геоэкологическая карта и комплект тематических карт м-ба 1:100 000, отражающих состояние окружающей и геологической среды; закартированы геохимические поля метана и его гомологов.

По результатам работ на Кулиндинской площади по сумме тяжелых углеводородов (ТУ) выявлены две зоны ареалов аномальных содержаний (Сегочамбинская и Чуварская), формирование которых связывают с залежами нефти и газоконденсата в пластах-коллекторах ванаварской свиты. По характеру распределения аномальной составляющей поля концентраций (ПК) суммы ТУ намечены границы структурно-литологической ловушки, связанной с выклиниванием ванаварского резервуара. Данную ловушку выделяли в качестве первоочередного объекта для дальнейшего изучения.

Полевые наблюдения и газогеохимическое опробование на Чулаканской площади проведены в летне-осенний период 2018 г. по сети профилей общей протяженностью 300 км, с шагом опробования 500 м и расстоянием между профилями 1–4 км.

Пробы грунта отбирались из минерального горизонта, залегающего под почвенно-растительным слоем: проба вырезалась со дна шурфа глубиной 0,5 м, помещалась с утрамбовкой в стеклянную банку объемом 0,5 л и герметизировалась крышкой. Всего отобрано 635 проб (в том числе 35 контрольных).

Пробы грунта в течение 1–2 дней подвергались обработке и дегазации в базовом полевом лагере. Извлечение газов из проб проводилось методом термовакуумной дегазации согласно методическим требованиям: при нагревании пробы до +60–70 °С и создании степени вакуумирования 1 атм. Газовоздушная смесь перегонялась в стеклянные барботеры и консервировалась затворной жидкостью (насыщенный раствор поваренной соли). Затем барботеры упаковывались в ящики для транспортировки в стационарную лабораторию.

Лабораторные исследования осуществлены в стационарной лаборатории в Иркутске. Определялся элементный состав десорбированных газов от метана до гексана включительно и неуглеводородные газы (He , H_2 , N_2 , O_2 , CO_2). Кроме этого, производилось определение ароматических УВ (бензол, толуол, этилбензол, ксилолы).

Проведение газохроматографического анализа выполнено в соответствии с сертифицированными методиками МВИ СТО-ИГ 026-2011, СТО-ИГ 020-2011.

Камеральные работы включали выявление и анализ особенностей структуры геохимического

поля, формируемого площадным распределением газовых компонентов, аккумулируемых в приповерхностном слое. Для выделения нормального и аномального геохимического полей применены общеизвестные методы математической статистики.

Во избежание случайных ошибок, а также техногенного загрязнения полученный массив аналитических данных подвергся проверке на возможное наличие «ураганных» содержаний метана и его гомологов, что привело к отбраковке 7 проб (1,10 %).

Аномальное поле ($C_{ан}$) по всем компонентам в связи с низкой контрастностью было принято равным $C_{ан} = X_{ср} \pm \sigma$, где $X_{ср}$ – среднее значение анализируемого показателя; σ – стандартное отклонение.

Для распознавания аномальных геохимических полей, связанных с миграцией отдельных компонентов от залежей, произведено обучение нейронной информационной системы «НейроИнформГео» на основании материалов продуктивных площадей, на которых выполнены аналогичные геохимические съемки (Джелиндуконская, Аявинская и др.) [4, 5] по запатентованной методике [10].

Определение типа месторождения по фазовому составу было произведено исходя из соотношения углеводородных компонентов в миграционном потоке по методике Ю. П. Коротаева, С. Л. Критской [7] на основании коэффициентов A , B , $Z = A+B$ и соотношения результатов с рекомендуемыми ими параметрами, которые были проверены ранее на месторождениях Восточной Сибири [3, 9]:

$$A = C_2H_6 / C_3H_8,$$

$$B = CH_4 + S(C_2H_6 + \dots + C_4H_{10}) / S(C_5H_{12} + \dots + C_6H_{14}).$$

В связи с очень высокой неоднородностью геохимического поля УВ, все углеводородные компоненты в составе смеси были пересчитаны в объемные проценты при условии, что сумма УВ в смеси равна 100 %. Учитывая, что в породах верхней геохимической зоны при условии полного отсутствия транзитного потока от залежей УВ формируется то или иное количество углеводородных (метан, в значительно меньшей степени его гомологи и непредельные УВ) и неуглеводородных (N_2 , CO_2 , He , H_2) газовых компонентов, маловероятно образование ароматических УВ.

Пристальное внимание уделено формированию аномалий компонентов, не связанных с процессами разрушения ОВ в гипергенных условиях. Залежи УВ могут формировать геохимические аномалии ароматических углеводородов (бензол, толуол, этилбензол, ксилолы). Характерной особенностью ореолов рассеяния газоконденсатных залежей является формирование аномалий ксилолов [1].

Гелий, видимо, не может быть поисковым показателем; скорее, он характеризует области пониженной фильтрации пластовых вод и зоны дезинтеграции, а также уменьшение глубины залегания гранито-гнейсового фундамента платформы (фикси-

руется по форме и интенсивности гравиметрической кривой Δg) [2]. Его ураганские значения в газах Собинского месторождения объясняются парагенезисом с азотом, большую роль в накоплении которого в природных газах месторождения могут играть фациально-геохимические особенности осадков, а именно наличие в разрезе продуктивной толщи пестро- и красноцветных отложений венда. При их взаимодействии с залежами УВ за счет окислительно-восстановительных процессов мог продуцироваться азот [5] и параллельно накапливаться гелий. В связи с этим на данной площади гелий может использоваться для решения задач прогноза качества покрышек и картирования зон разрывных нарушений в осадочном чехле.

Поскольку исследуемый участок находится в сходных геолого-геофизических условиях с Собинским и Пайгинским месторождениями, далее для интерпретации полей концентрации гелия будем придерживаться изложенных взглядов на данную проблему: рассматривать поля концентраций гелия как индикатор разрывной тектоники и степени закрытости недр.

Картопостроение полеобразующих ингредиентов на исследуемой площади выполнено средствами пакета программы Surfer 9.

На основании опыта прошлых работ использована функция Kriging (метод кригинга). Принятый шаг матриц достаточен, чтобы картировать аномалии минимального размера (до 2 км). Следует понимать, что площадное построение геохимических аномалий носит сугубо гипотетический характер и отстроенные за пределами профиля геохимические поля несут в основном информацию о вероятностной структуре поля.

Методика обработки геохимической информации нейроинформационными технологиями (геоинформационная система «НейроИнформGeo») состояла из следующих этапов:

1. На вход из базы данных в едином масштабе с общей начальной точкой подавались сетки различных геохимических параметров N_a по близлежащим с Чулаканской площадям, где ранее была проведена геохимическая съемка. В нашем распоряжении имелись данные по трем параметрам (CH_4 , сумма УВ ($\text{C}_2\text{--C}_6$) или ТУ , CO_2).

2. В целях формирования эталона использовались данные по N_s параметрическим скважинам, в которых проведены испытания и выполнен комплекс ГИС. Для площадной интерпретации использовались все имеющиеся скважины, которые попадали в площадь, покрытую сетью геохимических работ предыдущих лет. Скважины разбивались на классы прогнозируемого геологического признака. В связи с небольшим количеством скважин (всего 8) классификация выбрана непрерывным значением, где 1-й и 2-й классы отвечают за аномалии, обрамляющие продуктивные скважины, коллекторы в которых преимущественно газонасыщенные, 3-й класс

формирует образы водонасыщенных коллекторов, классы выше 3-го – зоны отсутствия коллекторов.

3. Для каждой i -й скважины, где $i = 1, \dots, N_s$, на основе геохимических атрибутов рассчитывается множество $D_i\{x, y\}$ из n точек, лежащих в круге радиуса R_i , с центром в i -й скважине. Выбор радиуса доверительного интервала зависит от геологических условий и параметров околоскважинного пространства; в нашем случае он формировался исходя из расстояний до геохимических профилей и расстоянием между ближайшими скважинами с различным характером насыщения коллекторов. Для различных скважин радиус варьировался от 1,5 до 3,0 км; разброс объясняется требованием создать представительную выборку, имея ограниченное количество данных по скважинам. При этом принималось, что все точки, попавшие в доверительное пространство возле одной скважины, несут одинаковую информационную нагрузку.

4. Далее формировался эталон в виде вектора с усредненными значениями геохимических параметров и весами, обеспечивающими оценку информативного вклада каждого параметра. Точки внутри круга использовались для оформления образа или классов. С использованием множества рассчитанных координат возле скважин $D_i\{x, y\}$ из сеток геохимических параметров формировались векторы с координатами $\{x, y\} \in D_i$ и значениями геохимических параметров. При этом для каждой j -й точки из множества $D_i\{x, y\}$ формировался вектор V_j^i длиной $N_a + 1$, компонентами которого являются значения атрибутов геохимических параметров $v_{j_1} \dots v_{j_{N_a}}$, и номер класса k , к которому относится i -я скважина $V_j^i = (v_{j_1} \dots v_{j_{N_a}}, k)$.

Таким образом, выборкой, построенной на множестве точек $D_i\{x, y\}$, относящихся к i -й скважине, является множество векторов U_j^i :

$$U_j^i = \{V_1^i, V_2^i \dots V_n^i\},$$

а выборку, построенную по всем выбранным скважинам, образует множество

$$U = \bigcup_{i=1}^{N_s} U_1^i = \{U_1, \dots, U_{N_s}\}.$$

По методу обучения нейросетей алгоритмом обратного распространения ошибки формируется многослойная нейронная сеть с заданным количеством входных параметров N_a и одним выходным нейроном, принимающим значение присвоенного класса данному набору обучающих признаков (входных параметров). На сформированном множестве $U_{\text{обуч}}$ нейронная сеть обучается. Архитектура сети подбирается эмпирически, обеспечивается минимум ошибки обучения.

5. Для каждого из N_a входных параметров определяются показатели значимости χ_{N_a} , характеризующие информативный вклад данного параметра (атрибута) в результаты. Нейронная сеть вычисляет градиент функции оценки по входным сигналам

и обучаемым значениям сети. Таким образом, показатель значимости параметра N_a при решении q -го примера определяется по следующей формуле:

$$\chi_{N_a}^g = \left| \frac{\partial H_g}{\partial w_{N_a}} (w_{N_a} - w_{N_a}^*) \right|,$$

где при решении q -го примера показатель значимости показывает, насколько изменится H_q (значение функции оценки решения сетью q -го примера), если текущее значение параметра заменить на ближайшее выделенное значение $w_{N_a}^*$ для параметра N_a .

Конечный показатель значимости параметра рассчитывается как общее среднее:

$$\chi_{N_a} = \frac{1}{n} \sum_{g=1}^n \chi_{N_a}^g,$$

где n – количество примеров.

Таким образом, вычисленное значение показателя значимости для параметра N_a по существу представляет в линейном приближении абсолютную величину изменения функции оценки при удалении из сети входного параметра (сигнала). Неинформативные параметры удаляются из сети, нейронная сеть переобучается. В нашем случае наиболее значимый параметр при обучении нейронной сети – $LnTU$.

6. По достижении итерационным процессом обучения нейронной сети осуществлялось прогнозирование. Программа разбивает все многомерное признаковое пространство на классы принадлежности или подобия тому или другому эталону и формирует на выходе карту эталонов для площадной интерпретации или формирует разрез с выделением комплексов (классов).

Результаты обработки геохимического поля концентраций на Чулаканской площади

Минимальные содержания метана по профилям колеблются от $7,28 \cdot 10^{-5}$ до $1,0 \cdot 10^{-4}$ % об., максимальные – от $2,33 \cdot 10^{-4}$ до $7,28 \cdot 10^{-5}$ % об. На геологической основе выходящие на дневную поверхность отложений поля метана приурочены главным образом к обильно обводненным песчано-, алевролитоглинистым породам чайкинской свиты нижнего отдела юры (J_1ck).

В силу меньшей растворимости и пониженной диффузионной активности TU (C_{1-6}) более контрастно по сравнению с полем метана. Аномальные значения TU визуально слабо коррелируются со структурным планом, однако генерализованные аномалии TU (повышенные значения по отношению к фону) образуют полукольцевое поле (аномалия «Б») вокруг Восточно-Чулаканского и площадную аномалию повышенных значений TU на Чулаканском поднятии (рис. 2).

Поле гелия контролируется зонами разуплотнения пород в разрезе под давлением вышележащих пород и тектоническими напряжениями, что приводит к активизации вертикальной миграции по вновь

образованным системам вертикальных трещин. Это подтверждается в отложениях рифея Куюмбинского и других месторождений Восточной Сибири [9].

По данным А. А. Томилова [11], множество фактов свидетельствуют о вертикальной миграции УВ по проводящим тектоническим разломам. В осадочном чехле зафиксированы продукты распада радиоактивных элементов, например гелия, аргона, радона на Медвежьем месторождении, увеличение минерализации подземных вод с глубиной северо-западного борта Западно-Сибирской низменности.

Примыкание мелких аномалий на востоке площади (Восточно-Чулаканское поднятие) к разлому может свидетельствовать о тектоническом экранировании вендской залежи.

Над собственно Чулаканским поднятием сформировалась площадная миграционная сводовая зона аномалий «А», связанная, скорее всего, с разуплотнением пород чехла в своде поднятия. Вокруг Восточно-Чулаканского поднятия сформировалась полукольцевая зона аномалий – зона «Б».

Гелий образует линейные поля повышенных (>0,0005 % об.) концентраций, отражающихся в геологическом строении площади.

Поле повышенных концентраций гелия имеет линейно-мозаичную форму, причем в юго-западной части участка на дневной поверхности поля совпадают с границей стыка юрских и триасовых отложений.

Наиболее контрастные аномалии (> $5 \cdot 10^{-4}$ % об.) в определенной мере совпадают с разломами, выделенными по результатам государственной геологической съемки м-ба 1:200 000. Гелий, закартированный в площадном варианте, охватывает зону дробления, т.е. неполные совпадения аномалий с зоной дробления закономерны.

Сопоставление полей концентраций гелия в приповерхностных отложениях с аномалиями рассеянных волн, выявленных ЗАО «Красноярскгеофизика» в 2006 г., указывает на их взаимосвязь с возможными зонами трещиноватости (рис. 3). При этом под аномалиями рассеянных волн подразумевается результат фокусирующего преобразования (принцип Гюйгенса – Френеля), его математическая реализация состоит в обратном продолжении волнового поля с помощью модифицированной интегральной формулы Кирхгофа. Наличие в осадочных толщах локально-анизотропных объектов типа тектонических нарушений приводит к локальным изменениям фона рассеянных волн. Таким образом, при наличии локальных сейсмоакустических неоднородностей в среде зарегистрированное волновое поле можно представить как суперпозицию зеркальных (отражения от протяженных, гладких границ раздела в среде) и незеркальных (рассеивающие, шероховатые объекты) компонент [3].

Можно констатировать, что поле гелия на данном участке отражает наличие зон проводящих разрывных нарушений, благоприятных для интенсив-

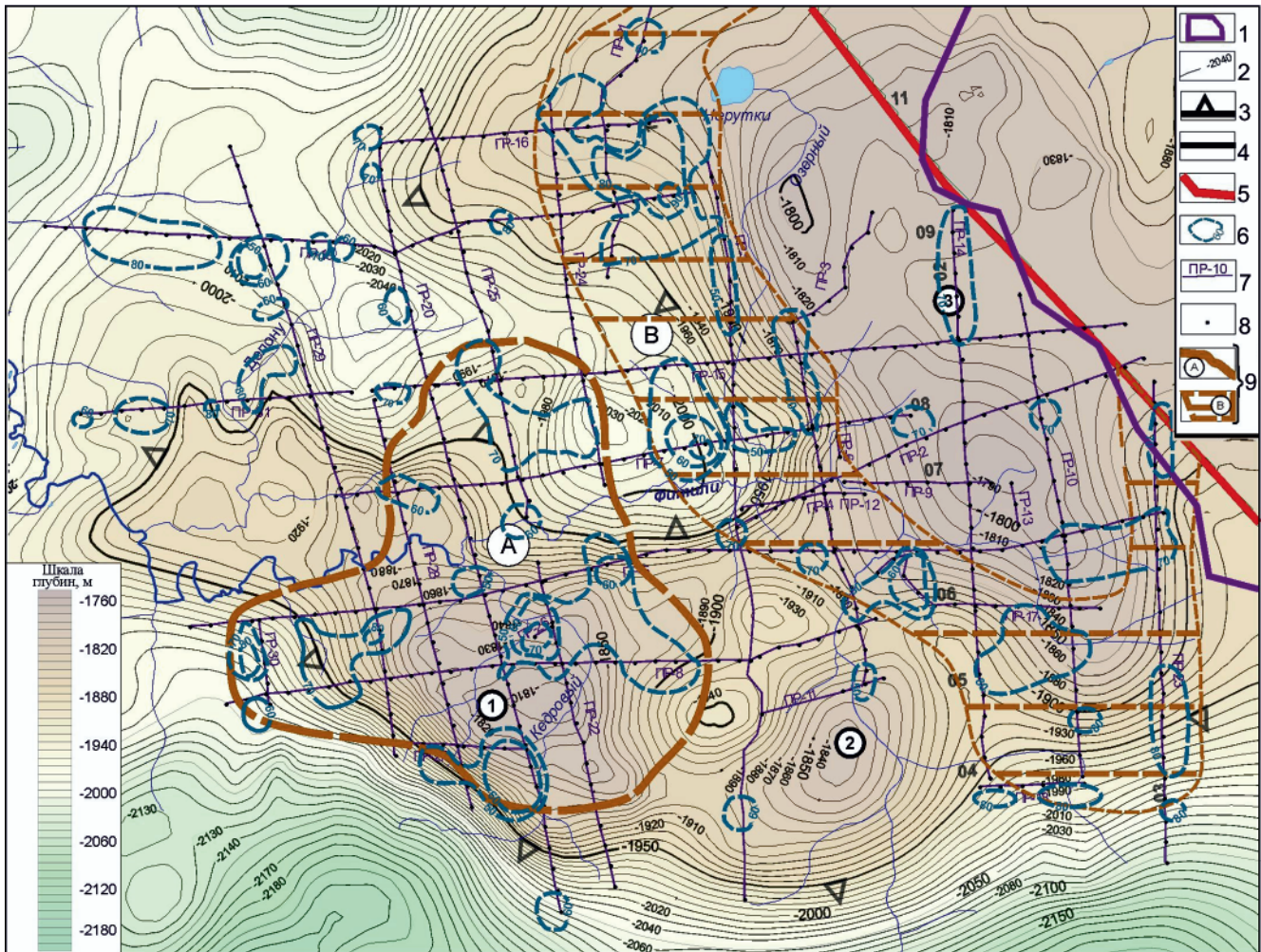


Рис. 2. Повышенные значения ТУ, совмещенные со структурным планом кровли ванаварской свиты (V_{vn})

1 – северо-восточный контур Чулаканской площади; 2 – изогипсы кровли ванаварской свиты (V_{vn}); границы: 3 – структур 3-го порядка, 4 – локальных поднятий; 5 – разломы; 6 – локальные аномалии поля ТУ; 7 – геохимические профили; 8 – точки отбора проб; 9 – обобщенные (визуализированные) аномалии ТУ: А – площадная, В – полукольцевая

ной миграции УВ от залежей, а полученные углеводородные аномалии «А» и «В» являются следствием «дыхания» залежей.

Ароматические углеводороды (бензол, толуол, ксилолы) считаются в геохимии прямыми показателями нефтегазоносности. Рассмотрим их сначала в нефти ближайшего газоконденсатного с нефтяной оторочкой Собинского месторождения, так как наиболее вероятное положение прогнозной залежи – ванаварская свита венда (пласты Вн I-V).

Распределение ароматических углеводородов (аренов) в нефтях и конденсатах наглядно демонстрируется на рис. 4, а.

Из рис. 4, б следует, что ксилол преобладает среди других аренов. Превалирующее содержание ксилолов в почвогрунтах Чулаканской площади в зоне миграционного потока ароматических УВ объясняется их биохимической дифференциацией. Бензол и толуол менее устойчивы к окислению углеводородокисляющими бактериями, а также гравитационной дифференциацией, т.е. разделением мигрирующих ароматических УВ по молекулярной

массе, г/моль: бензол (C_6H_6) 78,11, толуол (C_7H_8) 92,14, ксилол (C_8H_{10}) 106,16.

Перспективность использования бензола и толуола для прогноза нефтегазоносности известна по опытно-методическим работам И. С. Старобинца (1986 г.), проведенным во ВНИИЯГГ, и более поздним исследованиям, выполненным А. Р. Курчиковым и Р. И. Тимшановым [8] на площадях юга Западной Сибири. Ими было предложено использовать отношение бензола (Б) к толуолу (Т):

$$B/T^* = \frac{C_B}{\sqrt{C_B^2 + C_T^2}},$$

где C_B и C_T – концентрации бензола и толуола соответственно.

При малых концентрациях аренов ($n \cdot 10^{-6}$ – $n \cdot 10^{-7}$ % об.) использование коэффициента Б/Т* малоудобно, поэтому нами оставлено простое отношение K_1 = бензол/толуол, впервые использованное в работах ВНИИЯГГ. Кроме этого, предлагаются еще дополнительные ареновые коэффициенты: K_2 = сумма ксилолов/толуол, K_3 = этилбензол/бензол.

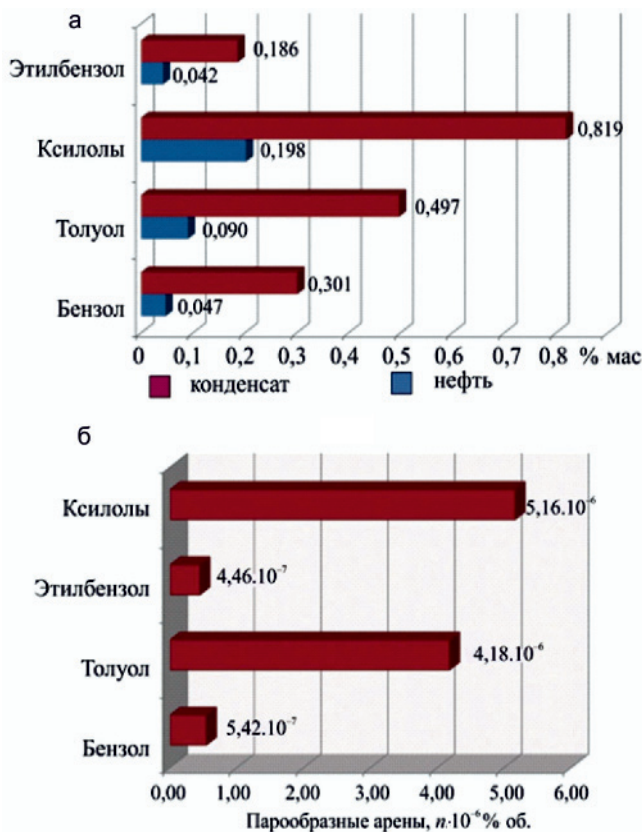
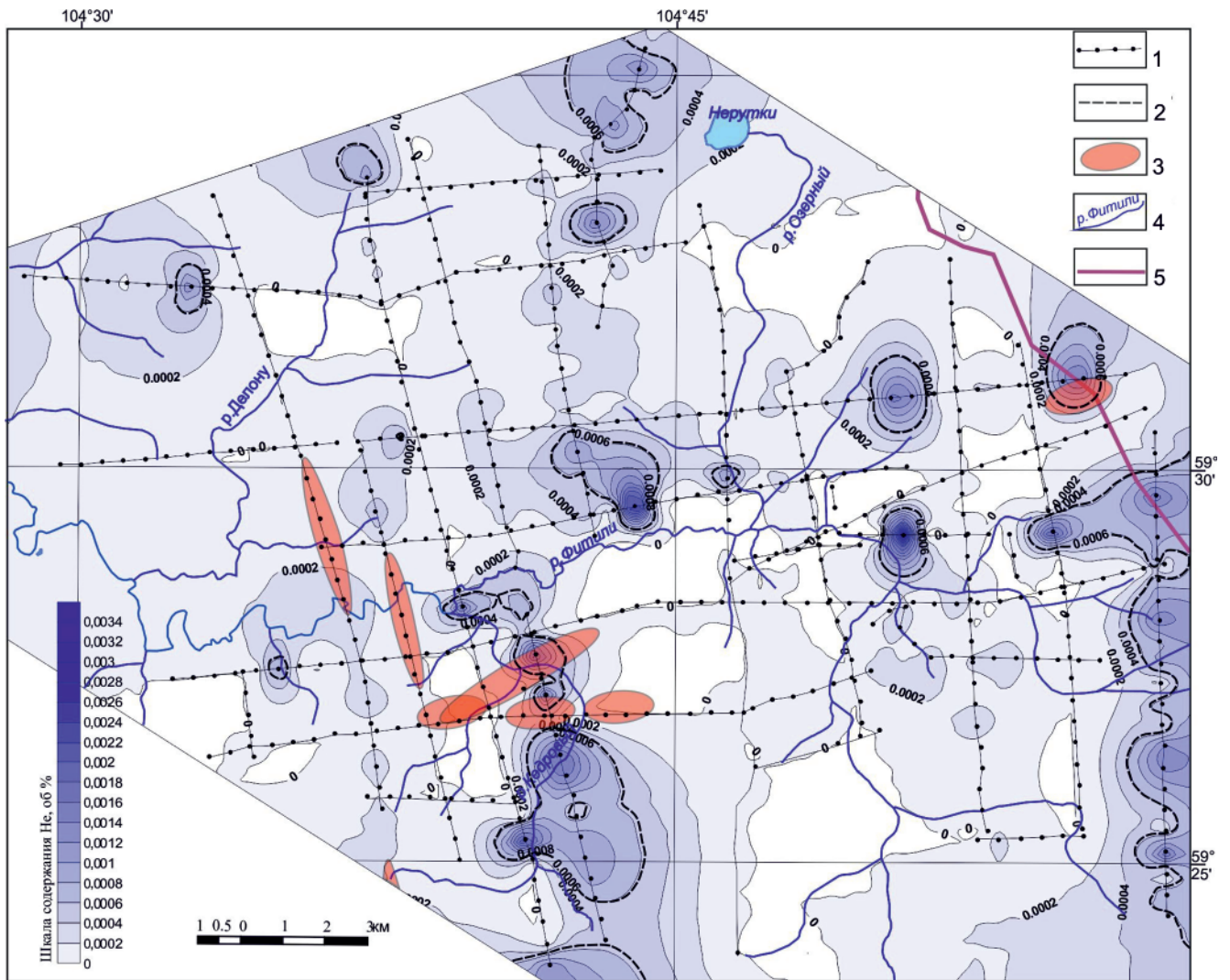


Рис. 3. Сопоставление приповерхностных аномалий полей концентраций гелия с аномалиями рассеянных волн по данным МОВ ОГТ на Чулуканской площади

1 – профили газогеохимической съемки; 2 – изолинии аномальных содержаний гелия в сорбированном газе почвогрунтов; 3 – аномалии поля рассеянной компоненты сейсмических волн (по ЗАО «Красноярскгеофизика», 2006); 4 – реки; 5 – северо-восточная граница Чулуканского участка недр

Применение дополнительных коэффициентов K_1 и K_3 обусловлено прежде всего различиями состава индивидуальных аренов нефти и конденсата, локализованных в разновозрастных отложениях рифея-кембрия юго-запада Сибирской платформы (табл. 1).

Из данных табл. 1 видно явное перераспределение в составе ароматической фракции в пользу ксилолов для нефтей и конденсатов, локализованных в вендских залежах, что определяет специфику нефтей венда юго-запада Сибирской платформы. При этом следует заметить, что Собинское ГКМ и Володинская продуктивная площадь находятся в тектонически напряженных районах платформы.

Рис. 4. Сравнение распределения аренов в нефтях и конденсатах венда Собинского ГКМ (а) с составом аренов в почвогрунтах Чулуканской площади (б)



Таблица 1

Содержание аренов в низкокипящей фракции (120 °С) фракции нефти и конденсатов юго-запада Сибирской платформы

Месторождение, площадь	Возраст	Флюид	% на нефть или конденсат			
			Ксилолы	Бензол	Толуол	Этилбензол
Юрубчено-Тохомское	R	Нефть	0,059	0,114	0,19	0,011
Моктаконское	Є ₁	«	0	0,140	0,67	0
Собинская	V _{вп}	«	0,198	0,047	0,09	0,042
		Конденсат	0,819	0,301	0,497	0,186
Володинская	V _{пл}	«	3,39	0,348	0,271	0,03

Таблица 2

Соотношения аренов в разных геологических средах

Коэффициент ароматизации	Среда опробования		
	Флюиды вендских залежей Собинского ГКМ		Почвогрунты карбона – верхней юры Чулаканской площади
	Нефть	Конденсат	
K ₁	5,22	0,61	0,13
K ₂	2,20	1,65	1,23
K ₃	0,89	0,62	0,82

Сопоставим соотношение аренов по этим коэффициентам в приповерхностных отложениях Чулаканской площади (табл. 2) и флюидах ближайшего Собинского ГКМ.

Материалы табл. 1, 2 подтверждают преобладание ксилолов над всеми остальными компонентами аренов, и это соотношение сохранено даже в зоне гипергенеза (см. табл. 2), т. е. в приповерхностных отложениях юрских и триасовых пород. В приповерхностных отложениях отразился компонентный состав аренов первичной вендской нефти, образовавшей структуру аномального поля в почвогрунтах. Аналогичная картина распределения аренов в нефракционированных конденсатах нижнего кембрия была ранее установлена для залежи горизонта А-I Таначинского ГКМ на Бахтинском мегавыступе [1].

При миграции нефтей и конденсатов, содержащих ароматические УВ, на Чулаканской площади наблюдается закономерное снижение отношения бензол/толуол и суммы ксилолов/толуол (см. табл. 1).

Суммируя полученные данные, можно предположить наличие на Чулаканском участке следов миграции и прогнозировать на Чулаканском и Восточно-Чулаканском поднятиях газоконденсатные скопления и нефтяные оторочки, подобные залежам Собинского газоконденсатного месторождения.

Для подтверждения проверим справедливость прогноза фазового типа месторождения, давшего ореол рассеяния УВ, по следующей методике. Ю. П. Коротаяев, Г. С. Степанова, С. Л. Критская, проведя исследования разнотипных месторождений с использованием статистических методов, пришли к заключению, что наиболее четкое деление место-

рождений по их типам осуществляется с использованием критерия Z. Работоспособность этих коэффициентов проверена на целом ряде месторождений Сибирской платформы [3]

Расчетные значения коэффициента A для поля приповерхностных отложений составили 0,596, B = 54,9; тогда Z = 54,9 + 0,596 = 55,496. Для сравнения в табл. 3 приводится градация значений коэффициента Z в зависимости от типа месторождения. Сравним их с табличными значениями.

Таблица 3

Зависимость комплексного коэффициента Z от типа месторождения (по [6])

Тип месторождения	Z
Газовое	>450
Газоконденсатное без нефтяной оторочки	80–450
Газоконденсатное с малой нефтяной оторочкой	60–80
Газоконденсатное с нефтяной оторочкой	15–60
Нефтегазоконденсатное	7–15
Нефтяное	<7

Результат очевиден и указывает на ореол от газоконденсатного месторождения с нефтяной оторочкой.

Прогноз нефтегазоперспективных объектов нейроиформационными технологиями (ГИС «НейроИнформГео»)

С использованием технологических приемов, изложенных в методической части данной статьи, выполнена обработка геохимических данных с применением системы ГИС «НейроИнформГео». На рис. 5 представлены вариант структурного плана, полученного при переобработке данных МОГТ-2D, и результаты прогноза нейронными методами. Видно, что нейронная сеть научилась отсекающие залежь высокие значения ТУ и прогнозировать предположительно сами перспективные объекты, которые коррелируют со структурными поднятиями.

Следовательно, комплексное использование данных газогеохимии почвогрунтов и нейронные технологии дают основание предполагать высокие перспективы собственно Чулаканского и Восточно-

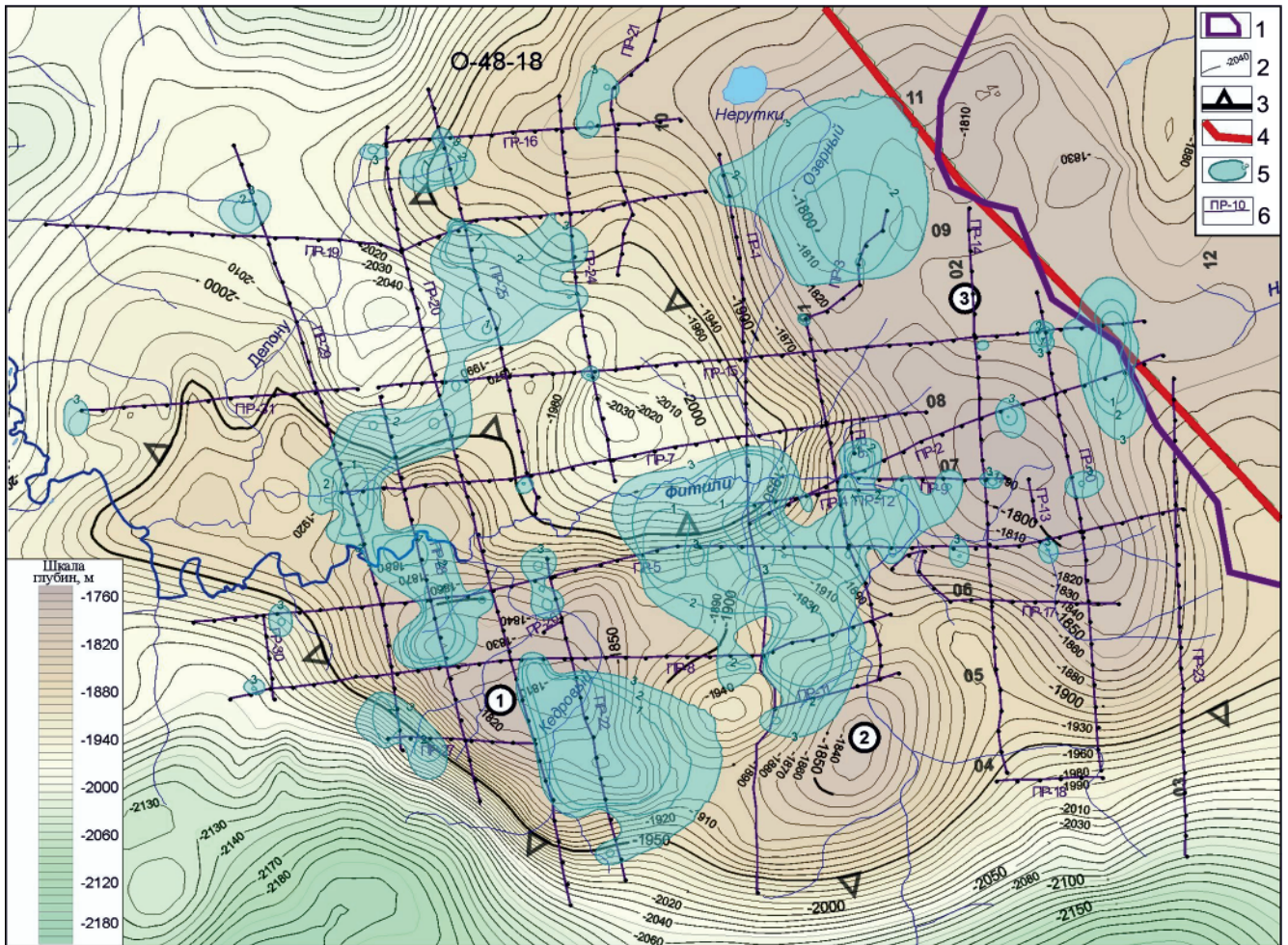


Рис. 5. Прогноз нефтегазоперспективных объектов на Чулаканской площади нейроинформационными технологиями 1 – северо-восточный контур Чулаканской площади; 2 – изогипсы кровли ванаварской свиты венда по Н. Е. Горшевиной (2016); 3 – границы структур 3-го порядка; 4 – разломы; 5 – классы углеводородного насыщения пород, выделенные нейронными методами; 6 – геохимические профили

Чулаканского локальных поднятий, не исключая перспективность и Южно-Чулаканского поднятия, образующего критическое направление для первых двух структур.

Выводы

В результате проведенных геохимических исследований почвогрунтов установлено, что Чулаканская площадь перспективна на поиски газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками. Закартированные аномальные геохимические поля углеводородов свидетельствуют о наличии миграционных потоков от залежей.

Аномалии полей гелия в совокупности с данными сейсморазведки МОГТ 2D свидетельствуют о наличии путей миграции УВ и гелия к поверхности. Вертикальная миграция по ослабленным зонам на этой площади связана с залежами углеводородов.

Состав ароматических УВ в газах, сорбированных почвогрунтами, и соотношения отдельных компонентов (бензол/толуол, сумма ксилолов/толуол) обусловлены особенностями химического состава нефтей этого региона. Ксилолы преобладают над остальными аренами как в нефти, так и в потоке

рассеяния УВ, что свидетельствует об эпигенетической природе выявленных аномалий ароматических УВ.

Нейронные методы рекомендуется включать в состав интерпретационных процедур при обработке данных геохимических поисков нефти и газа.

Полученные данные позволяют рекомендовать поисковое бурение на Чулаканской площади.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Битнер А. К. Особенности геологии и геохимии триады «нефть – конденсат – газ» залежей Южно-Тунгусской нефтегазоносной области и перспективы их комплексного использования. – Новосибирск: СНИИГиМС, 2010. – 113 с.
2. Битнер А. К. Прогноз геохимическими методами нефтегазоносности локальных площадей на западе Сибирской платформы // Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. – М., 1987. – С. 75–84.
3. Битнер А. К., Поздняков В. А. Новые технологии геологической разведки. Месторождения углеводородов Сибирской платформы и прилегающих территорий. – Красноярск: СФГУ, 2017. – 324 с.



4. Гафуров Д. О., Гафуров О. М., Конторович В. А. Возможности интерпретации геолого-геофизических данных на основе обучаемых нейронных сетей // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2017. – № 3. – С. 85–94.

5. Гафуров Д. О., Гафуров О. М., Конторович В. А. Интерпретация данных геофизических исследований Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения обучаемыми нейронными сетями, прогноз строения осинского горизонта // Технологии сейсморазведки. – 2014. – № 4. – С. 85–92.

6. Дробот Д. И. История нефтегазообразования и оценка нефтегазоносности докембрийских и кембрийских отложений Сибирской платформы: автореф. дис. ... д. г.-м. н. – Новосибирск, 1988. – 32 с.

7. Коротаев Ю. П., Степанова Г. С., Критская С. Л. Классификация газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений по составу пластовой смеси // Газовая промышленность. – 1974. – № 9. – С. 23–24.

8. Курчиков А. Р., Тимшанов Р. И. Связь полей распределения содержаний бензола и толуола в подпочвенных глинах с нефтегазоносностью отложений (на примере месторождений юга Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 10. – С. 10–18.

9. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления / В. В. Харахинов, С. И. Шленкин, В. А. Зеренинов и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6, № 1. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/12_2011.pdf.

10. Патент 2477499 РФ. Способ определения мест заложения эксплуатационных скважин при разработке месторождений / О. М. Гафуров, Д. О. Гафуров, М. В. Панков и др. – № 20111254/28; заявл. 20.06.2011; опубл. 10.03.2013. Бюл. № 7. – 12 с.

11. Томилов А. А. Исследование влияния тектонического фактора на формирование, поиски и разработку месторождений нефти и газа: автореф. дис. ... к. г.-м. н. – Тюмень, 2017. – 20 с.

REFERENCES

1. Bitner A.K. *Osobennosti geologii i geokhimii triady "neft – kondensat – gaz" zalezhey Yuzhno-Tunguskskoy neftegazonosnoy oblasti i perspektivy ikh kompleksnogo ispolzovaniya* [Features of the geology and geochemistry of the "oil – condensate – gas" triad of the deposits of South Tunguska oil and gas region and prospects for their integrated use]. Novosibirsk, SNIIGiMS Publ., 2010. 113 p. (In Russ.).

2. Bitner A.K. [Petroleum potential prospects of local areas in the west of the Siberian Platform carried out by geochemical methods]. *Nazemnyye geokhimicheskiye issledovaniya pri poiskakh mestorozhdeniy nefiti i gaza* [Ground-based geochemical survey in the exploration for oil and gas fields]. Moscow, 1987, pp. 75–84. (In Russ.).

3. Bitner A.K., Pozdnyakov V.A. *Novyye tekhnologii geologicheskoy razvedki. Mestorozhdeniya uglevodородov Sibirskoy platformy i prilegayushchikh territoriy* [New technologies of geological exploration. Hydrocarbon fields of the Siberian Platform and adjacent territories]. Krasnoyarsk, SFU Publ., 2017. 324 p. (In Russ.).

4. Gafurov D.O., Gafurov O.M., Kontorovich V.A. [Possibilities of geological-geophysical data interpretation by taught neural networks]. *Geologiya i mineralno-syryevyye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2017, no. 3, pp. 85–94. (In Russ.).

5. Gafurov D.O., Gafurov O.M., Kontorovich V.A. [Interpretation of well log data from Talakan oil-gas-condensate field and prediction of the Osa reservoir architecture from neural network analysis]. *Tekhnologii seysmorazvedki – Seismic Technologies*, 2014, no. 4, pp. 85–92. (In Russ.).

6. Drobot D.I. *Istoriya neftegazoobrazovaniya i otsenka neftegazonosnosti dokembriyskikh i kembriyskikh otlozheniy. Avtoref. dokt. dis.* [The history of oil and gas generation and assessment of oil and gas potential of Precambrian and Cambrian deposits of the Siberian Platform. Author's abstract of DSc thesis]. Novosibirsk, 1988. 32 p. (In Russ.).

7. Korotaev Yu.P., Stepanova G.S., Kritskaya S.L. [Classification of gas, gas-condensate and oil fields by the strata mixture composition]. *Gazovaya promyshlennost*, 1974, no. 9, pp. 23–24. (In Russ.).

8. Kurchikov A.R., Timshanov R.I. [Relation of benzol and toluol distribution fields in subsoil clays with oil-bearing rocks (on the example of the deposits at the south of West Siberia)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2012, no. 10, pp. 10–18. (In Russ.).

9. Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I., Zereninov V.A., et al. [Petroleum potential of Precambrian strata of Kuyumbinsko-Yurubcheno-Tokhomsky oil and gas accumulation area]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika – Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies*, 2011, vol. 6, no. 1. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/12_2011.pdf. (In Russ.).

10. Gafurov O.M., Gafurov D.O., Pankov M.V., et al. *Patent 2477499 RF. Sposob opredeleniya mest zalozheniya skvazhin pri razrabotke mestorozhdeniy, № 20111254/28; zayavl. 20.06.2011; opubl. 10.03.2013.* [Patent 2477499 RF. Method for determining locations of wells during field development, no. 20111254/28; applic. 20.06.2011; publ. 10.03.2013]. *Bulleten № 7 – Bulletin no. 7*, 12 p. (In Russ.).

11. Tomilov A.A. *Issledovaniye vliyaniya tektonicheskogo faktora na formirovaniye, poiski i razrabotku mestorozhdeniy nefiti i gaza: avtoref. kand. dis.* [Investigation of the tectonic factor influence on the formation, exploration and development of oil and gas fields: Author's abstract of DSc thesis]. Tyumen, 2017. 20 p. (In Russ.).

© А. К. Битнер, Д. О. Гафуров, О. М. Гафуров, Н. В. Мышевский, Е. В. Теменёва, А. О. Гафуров, А. В. Самков, 2022